

Л. Д. ГИТЕЛЬМАН
Л. М. ГИТЕЛЬМАН
М. В. КОЖЕВНИКОВ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА УМНОЕ ПАРТНЕРСТВО С ПОТРЕБИТЕЛЕМ



Москва
Экономика
2016

УДК 621.301:005.216.3

ББК 65.305.142-32

Г52

Рецензенты:

член-корреспондент РАН, доктор экономических наук, профессор, заместитель председателя Совета по изучению производительных сил РФ В. П. Чичканов (Москва); доктор экономических наук, профессор кафедры экономики и менеджмента ФГБОУ ВПО «Уральский государственный горный университет» В. Е. Стровский (Екатеринбург).

Гительман, Леонид Давидович.

Г 52 Электроэнергетика: умное партнерство с потребителем : монография / Л. Д. Гительман, Л. М. Гительман, М. В. Кожевников – М.: Экономика, 2016. – 160 с.

ISBN 978-5-282-03482-0

Монография посвящена проблеме повышения эффективности взаимодействия энергокомпаний и потребителей посредством создания умного партнерства, предусматривающего совместное решение актуальных отраслевых задач. Излагаются вопросы электрификации промышленности и бытового сектора, реализации программ управления спросом на энергию, формирования энергетических стратегий промышленных предприятий и постановки в них энергетического менеджмента, повышения клиентоориентированности энергетических структур за счет создания инновационных бизнес-моделей.

Рекомендуется студентам управленческих и энергетических специальностей, слушателям программ дополнительного профессионального образования и MBA, руководителям энергетических компаний и промышленных предприятий.

УДК 621.301:005.216.3

ББК 65.305.142-32

© Гительман Л. Д., 2016

© Гительман Л. М., 2016

© Кожевников М. В., 2016

© ЗАО «Издательство «Экономика», 2016

© Реутов В. И., обложка, 2016

ISBN 978-5-282-03482-0

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ КАК ДРАЙВЕР РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ	5
1.1. Мировые тенденции электрификации	5
1.2. Особенности электрификации в промышленности	11
1.3. Процессы электрификации в развивающихся странах	19
1.4. Экологические ограничения электрификации	28
2. УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ НА ЭНЕРГИЮ	36
2.1. Разновидности программ управления спросом	36
2.2. Методы стимулирования потребителей – участников программ	41
2.3. Определение эффективности программ по управлению спросом	46
2.4. Зарубежный опыт управления спросом	55
2.5. Особенности управления спросом в электроэнергетике РФ	72
2.6. Роль энергосервисных компаний в реализации программ управления спросом	77
3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СТРАТЕГИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	93
3.1. Система энергоменеджмента	93
3.2. Основные задачи энергоменеджмента промышленных предприятий, работающих на энергетических рынках	105
3.3. Формирование энергетической стратегии	112
3.4. Учет и контроль энергопотребления	119
3.5. Оценка эффективности энергоменеджмента	122
4. БИЗНЕС-МОДЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ	125
4.1. Назначение бизнес-модели	125
4.2. Обзор бизнес-моделей передовых зарубежных энергокомпаний	128
4.3. Современные требования к дизайну бизнес-моделей в электроэнергетике	131
4.4. Обеспечение клиентоориентированности энергокомпаний	135
4.5. Финансирование инновационной деятельности и коммерциализация инноваций	141
ПРИЛОЖЕНИЯ	150
ЛИТЕРАТУРА	155

ВВЕДЕНИЕ

За последние 30 лет подавляющее большинство зарубежных стран вступило на путь рыночных отношений в электроэнергетике. Развитие конкуренции на энергетических рынках непременно сопровождается прямым или косвенным участием потребителей в различных отраслевых процессах. Так, например, технологическая модернизация энергетики в обязательном порядке учитывает структурные сдвиги в предпочтениях промышленных и бытовых потребителей, «ассортимент» технических предложений для которых ежегодно возрастает. Повышение требований к экологической эффективности энергетики, ее интеллектуализация определяют переход потребителя от пассивного к активному стейкхолдеру, роль которого в функционировании энергокомпаний постепенно повышается. Коммерческие результаты энергетических предприятий, их рыночная устойчивость в настоящее время зависят не только от количества отпущенной в сеть электроэнергии, но и от спектра дополнительных услуг и сервисов, имеющих реальную ценность для потребителя за счет своей релевантности, гибкости, скорости предоставления, качества. В перспективе диверсификация энергетического бизнеса будет нарастать. В результате начинает формироваться «умное партнерство» производителей и потребителей электрической энергии, а также других субъектов энергетических рынков.

В настоящей монографии консолидированы результаты исследований авторов по нескольким проблемам, которые являются наиболее комплексными при создании такого умного партнерства. К этим проблемам относятся: развитие процессов электрификации, реализация программ управления спросом на энергию, формирование энергетических стратегий промышленных предприятий и развитие энергетического менеджмента, общее повышение клиентоориентированности энергокомпаний за счет создания инновационных бизнес-моделей.

1. ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ КАК ДРАЙВЕР РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ

1.1. МИРОВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

¹ Для анализа тенденций, прогнозирования процесса электрификации применяют различные показатели, которые рассчитываются в динамике за несколько лет. Обобщающие (синтетические) показатели дают самую общую, агрегированную оценку уровня электрификации. Более глубокие тенденции, связанные с интенсивными факторами электрификации, отражают структурно-энергетические показатели, которые могут исчисляться по отдельным отраслям и сферам народного хозяйства. Энергоэкономические показатели характеризуют пропорции, складывающиеся между объемами потребленной электроэнергии и основными производственными ресурсами, а также между электропотреблением и результатами производства.

Проблема электрификации применительно к странам с уникальной региональной дифференциацией по энергоэкономическим условиям (природно-сырьевые, климатические, структура промышленного производства и энергогенерирующих мощностей, экологические нагрузки) мало исследована. Это касается понятийного аппарата, показателей измерения процесса электрификации, оценки его эффективности на национальном, региональном и коммерческом уровнях, взаимосвязи с природоохранной деятельностью. Так, широко исследуемые в мировой практике показатели электропотребления на душу населения, электроемкости валового внутреннего продукта (ВВП) являются агрегированными, поэтому, помимо уровня собственно электрификации, отражают динамику большого количества других факторов, непосредственно не связанных с электрификацией. Например, не учитываются структурные сдвиги в промышленности при экономическом росте, энергосберегающие тенденции по разным энергоносителям, тиражирование традиционных электротехнологий, где электроэнергия является единственным монопольным энергоносителем. В результате уровень электрификации искажается.

В этом отношении для корректной оценки следует перейти на более низкий уровень анализа производственных технологий (энергопотребляющих процессов) – предприятий конкретного функционального назначения.

Тем не менее обратимся к некоторым обобщающим (синтетическим) показателям, которые демонстрируют общую мировую панораму в аспекте электрификации¹.

В настоящее время в мире более 1 млрд человек (около 20 % населения планеты) не имеют доступа к электрической энергии. В основном отстающие регионы сконцентрированы на юго-востоке Азии и в Южно-Африканской зоне – эти территории в совокупности охватывают почти 900 млн потенциальных потребителей электроэнергии [42].

Срез по странам, являющимся антилидерами региональной электрификации, приведен на рис. 1.1. Весьма интересно, что валовой внутренний продукт (ВВП) большинства представленных на рис. 1.1 стран крайне низкий, кроме Индонезии. Значения ВВП всех остальных регионов составляют менее 10 % среднего мирового значения.

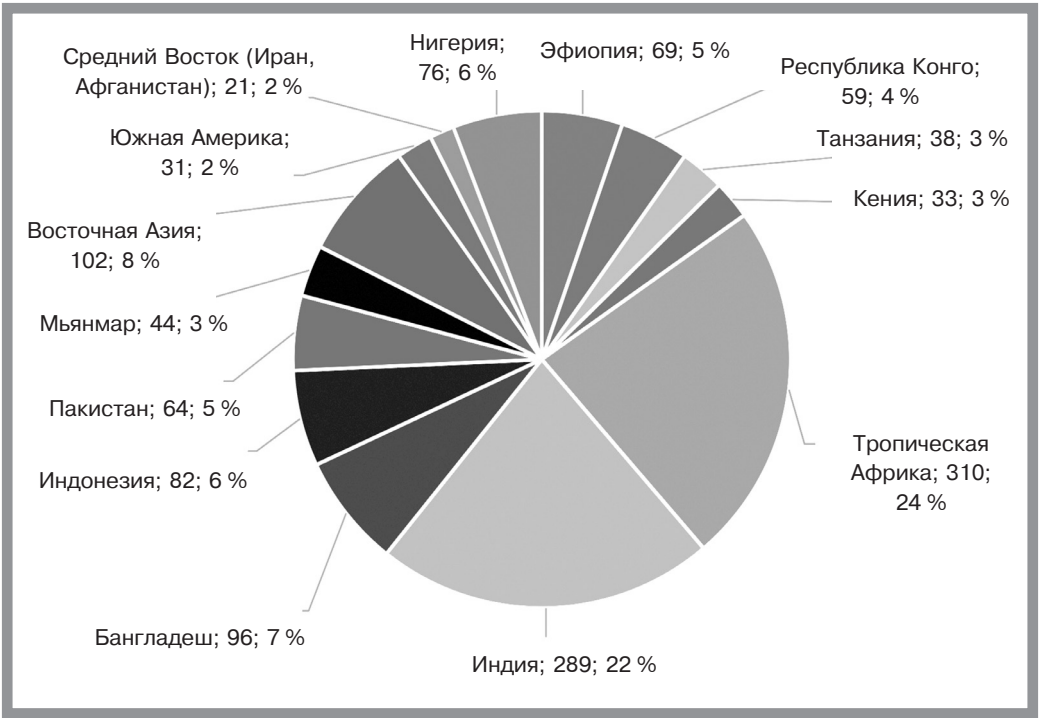


Рис. 1.1.
Концентрация населения без доступа к электричеству в странах и регионах мира (млн человек, %)

Обратная ситуация наблюдается в высокотехнологичных странах. Южная Корея, США, Япония, Германия, входящие в ТОП-5 наиболее высокотехнологичных стран мира, по версии Bloomberg [41], одновременно входят в ТОП-5 стран с самым высоким потреблением электроэнергии и, за исключением Южной Кореи, в ТОП-10 стран по величине ВВП (табл. 1.1). Тезис о том, что использование электроэнергии в бытовых и производственных процессах напрямую влияет на степень инновационного развития экономики страны, косвенно подтверждает корреляция показателей «энергоемкость ВВП» и «величина ВВП на душу населения» (рис. 1.2).

Таблица 1.1

ПОКАЗАТЕЛИ ВВП И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
НАИБОЛЕЕ РАЗВИТЫХ ИННОВАЦИОННЫХ СТРАН МИРА

Страна	Потребление электроэнергии в 2015 г., ТВт·ч	Объем ВВП по паритету покупательной способности, трлн долл.
Южная Корея	505	1,9
США	3 848	18,0
Япония	921	4,9
Германия	521	3,9

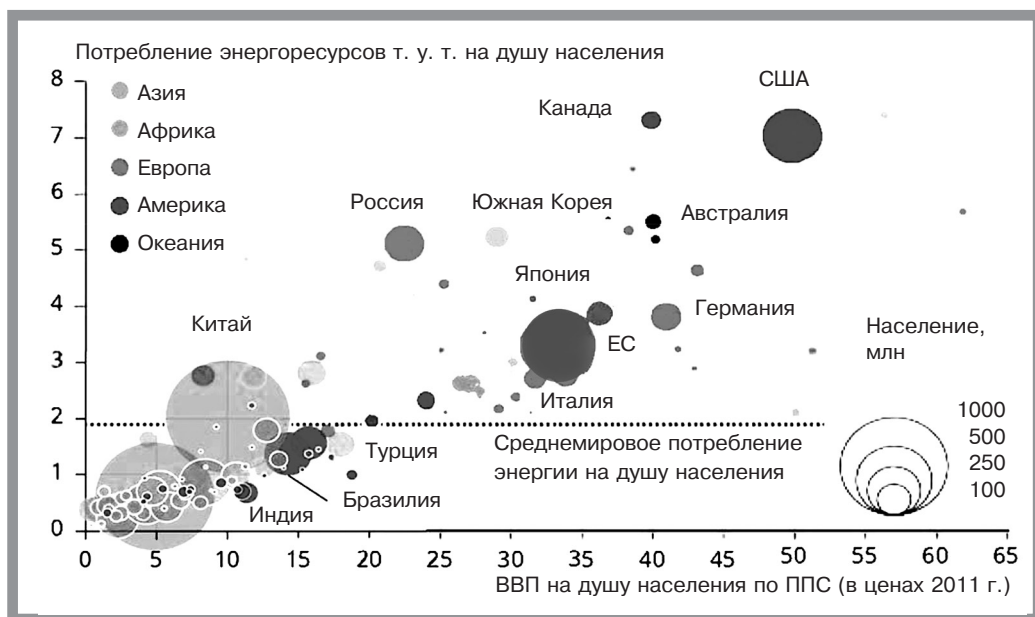


Рис. 1.2.
Сопоставление
показателей
энергопотребления
и удельного ВВП
[29]

За последние 40 лет мировое производство электроэнергии выросло почти в 4 раза: с 6 287 ТВт·ч в 1974 г. до 23 950 ТВт·ч в 2015 г., при этом в последнее десятилетие прирост как производства, так и потребления электроэнергии образуется в основном за счет развивающихся экономик (рис. 1.3, табл. 1.2, 1.3, 1.4).



Рис. 1.3.
Суммарное
производство
электроэнергии
в мире [34]

Таблица 1.2

ОБЪЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО РЕГИОНАМ [32]

Регион	Производство электроэнергии, ТВт·ч					Среднегодовой темп роста в период с 2000 по 2015 г., %
	1991	2000	2005	2010	2015	
Мир в целом	12 134	15 477	18 333	21 515	23 950	3,0
Страны-члены ОЭСР	7 860	9 797	10 576	10 924	10 800	0,7
Страны «большой семерки»	6 196	7 487	7 920	7 981	7 777	0,3
<i>Страны БРИКС</i>	<i>2 468</i>	<i>3 363</i>	<i>4 819</i>	<i>7 001</i>	<i>8 946</i>	<i>6,7</i>
Страны ЕС	2 640	3 035	3 325	3 364	3 211	0,4
Страны СНГ	1 635	1 250	1 374	1 482	1 510	1,3
Страны Африки	326	445	564	675	780	3,8
Россия	1 068	878	953	1 038	1 062	1,3

Таблица 1.3

ОБЪЕМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО РЕГИОНАМ [32]

Регион	Производство электроэнергии, ТВт·ч				Среднегодовой темп роста в период с 2001 по 2015 г., %
	2001	2005	2010	2015	
Мир в целом	13 385	15 652	18 523	20 567	15,4
Страны ЕС	3 024	3 265	3 382	3 291	3,0
Страны Северной Америки	4 057	4 345	4 399	4 342	2,3
<i>Страны Латинской Америки</i>	<i>795</i>	<i>938</i>	<i>1 125</i>	<i>1 279</i>	<i>17,2</i>
<i>Страны Азии</i>	<i>3 483</i>	<i>4 777</i>	<i>6 848</i>	<i>8 608</i>	<i>35,4</i>
<i>Страны Африки</i>	<i>383</i>	<i>472</i>	<i>559</i>	<i>621</i>	<i>17,6</i>
Россия	700	760	851	870	7,6

В мировом масштабе электроэнергия в большей степени производится на ТЭС, работающих на угле, хотя следует отметить, что в развитых странах-членах ОЭСР объемы «угольной» и «газовой» генерации в 2015 г. практически сравнялись (рис. 1.4).

Анализ динамики энергоемкости ВВП. В период 2010–2013 гг. энергоемкость мирового валового продукта снижалась в среднем на 1 % в год, возвращаясь после экономического кризиса 2008 г. к своему долгосрочному тренду на пониже-

Таблица 1.4

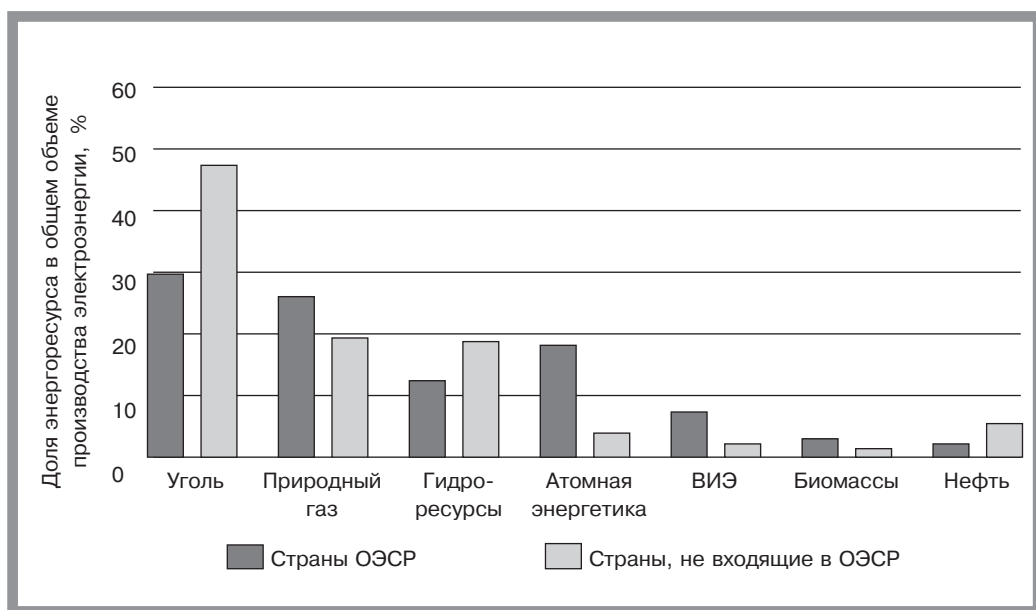
**ОБЪЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДУШУ НАСЕЛЕНИЯ
В СТРАНАХ МИРА, КВТ · Ч/ЧЕЛ. В ГОД²**

Страна	2000	2005	2010	2013	Темп роста, %
Китай	990	1 780	2 940	3 760	57,62
Великобритания	6 110	6 270	5 700	5 400	−3,91
Россия	5 200	5 770	6 400	6 540	8,02
Германия	6 630	7 140	7 260	7 020	2,02
Франция	7 220	7 650	7 740	7 370	0,78
Япония	7 970	8 200	8 340	7 840	−0,47
США	13 670	13 700	13 400	13 000	−1,65
Швеция	15 680	15 430	14 930	13 870	−3,98
Финляндия	15 300	16 100	16 500	15 500	0,55
Канада	16 990	17 010	15 340	15 520	−2,84
Норвегия	25 000	25 100	24 900	23 300	−2,27

² По данным интернет-агрегатора международной статистической информации UNDATA, http://data.un.org/Data.aspx?d=WDI&f=Indicator_Code%3AEG.USE.ELEC.KH.PC

Рис. 1.4.
Совокупное
производство
электроэнергии
в разрезе
используемых
энергоресурсов

ние. Энергоемкость мировой экономики в 2014 г. сократилась на 2,3 %, что более чем в два раза превышает среднее значение темпов падения указанного показателя за прошедшее десятилетие. В 2014 г. уровень эмиссии двуокиси углерода (CO₂), обусловленный производством энергии, не изменился, несмотря на рост мировой экономики примерно на 3 % [9].



В 2009–2010 гг. энергоемкость мировой экономики увеличивалась вследствие влияния экономического кризиса 2008 г. Наиболее сильно кризис повлиял на Россию, Японию и страны Европейского союза, приведя к увеличению энергоемкости экономики в этих государствах. В меньшей степени кризис затронул энергетическую эффективность Индии и стран Африки. Начиная с 2011 г. влияние факторов кризиса 2008 г. снижается, темпы снижения энергоемкости мировой экономики приобретают положительную динамику: в 2011 г. снижение энергоемкости мирового валового продукта составило 1,3 %, в 2012 г. – 1,0 %, в 2013 г. – 0,6 %. Энергоемкость ВВП в 2012–2013 гг. увеличилась только в США, значительное влияние на этот показатель оказали увеличение в 2013 г. градусо-суток отопительного периода на 23 %, а также структурные изменения экономики этой страны, в результате которых выросла доля энергоемких отраслей.

За последние десять лет динамика энергоемкости ВВП в рассматриваемых странах показывала стабильный тренд к сокращению. Практически всем странам удалось улучшить показатели на 15–20 %, в том числе и странам с низкими показателями энергоемкости (например, Германия улучшила показатели на 20,3 %). В Норвегии наблюдался рост показателя на 15,3 % в период с 2004 по 2010 г., но уже к 2014 г. Норвегия обеспечила сокращение показателя на 3,6 % по отношению к результатам 2004 г. При этом, несмотря на значительные достигнутые результаты, ведущие страны продолжают ставить перед собой дальнейшие цели по снижению энергоемкости своей экономики.

Например, для улучшения показателей энергоемкости ВВП в США принят Национальный план действий по энергоэффективности, призванный обеспечить снижение энергоемкости, приращенной к 2025 г. доли экономики в два раза по сравнению с энергоемкостью экономики в 2008 г. При этом одновременно ставится цель по снижению к 2020 г. энергоемкости экономики на 25 % по сравнению с показателями 2005 г. В Директиве по энергоэффективности Евросоюза запланировано к 2020 г. снижение потребления ТЭР на 20 % по отношению к 2007 г. В Национальном плане действий по сохранению энергии, снижению загрязнения и выбросов (КНР) текущей задачей является снижение к 2020 г. энергоемкости экономики на 33 % по отношению к 2006 г. Одновременно с этим ставятся амбициозные технологические цели: так, Европейский союз ставит цель строить к 2020 г. здания только с нулевым потреблением энергии, а Норвегия планирует к 2025 г. полностью перейти на электромобили в частном секторе.

В России с 2005 по 2013 г. энергоемкость ВВП в среднем уменьшалась на 1,8 % при общем росте потребления электроэнергии на 1,5 %. Рост ВВП, рассчитанный по паритету покупательской способности в ценах 2005 г., за этот же период соста-

вил 3,5 %. Электроёмкость ВВП, таким образом, снизилась на $1,015/1,035 = 2 \%^3$.

³ Электроёмкость ВВП России примерно на 60 % превышает уровень развитых стран (среднее значение электроёмкости ВВП центрально-европейских стран и США составляет 200 кВт·ч/1000 долл. против 330 кВт·ч/1000 долл. в РФ).

Следует отметить, что Россия отстает от развитых стран и по другим энергоэкономическим показателям электрификации, например, с точки зрения электровооруженности труда (в ряде отраслей промышленности – в 2–3 раза) [2]. Это объясняется незавершенностью процессов электрификации, особенно в химическом комплексе, машиностроении, производстве стройматериалов, а также низкой долей переработки вторичного сырья в производстве алюминия, черных металлов, стекла, бумаги.

По душевому электропотреблению в промышленности Россия практически достигла уровня стран Западной Европы, однако по темпам роста ВВП на одного жителя РФ значительно отстает от них. В свою очередь, западноевропейские государства (за исключением скандинавских) потребляют существенно меньше электроэнергии на одного жителя, чем США и Канада.

1.2. ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Несмотря на очевидную актуальность исследования проблемы электрификации в промышленности – драйвер развития новой индустрии, – подавляющее большинство научных публикаций сфокусированы на других аспектах. Можно выделить четыре их типа.

1. *Исследования проблем электрификации в сельской местности.* Речь идет об организации децентрализованных электрических сетей, применении генерирующих установок малой мощности, использующих ВИЭ, организации на их основе «микросетей», электроснабжения и механизации сельского хозяйства. Отметим, что в российской периодике этой тематике посвящено порядка 50 % статей, имеющих ключевое слово «электрификация»⁴.

2. *Электрификация стран Африки, Азии и некоторых стран Латинской Америки.* В ближайшие 20–30 лет «догоняющие» страны будут представлять огромный интерес с точки зрения развития энергетических рынков. Весьма логично, что данная проблема широко исследуется как на уровне отдельных ученых, так и в масштабах международных энергетических комиссий. В настоящей работе приведен краткий обзор политик и программ в области электрификации азиатского и африканского регионов.

3. *Исследования электрификации транспорта и транспортной инфраструктуры.* Широко освещаются темы развития электромобилей и высокоскоростного железнодорожного транспорта. В более широком смысле рассматриваются вопросы создания и модернизации транспортных систем в жилых и коммерческих объектах (лифты, эскалаторы, подъемники и пр.).

4. *Электрификация зданий с позиции проектирования и стро-*

⁴ На основе анализа выборок электронной библиотечной системы eLibrary, а также региональных библиотечных баз данных.

ительства «умных» домов, самостоятельно генерирующих электроэнергию и, таким образом, полностью обеспечивающих собственное электроснабжение за счет применения прогрессивных организационно-технических решений.

В контексте третьего и четвертого типов исследований уместно привести мнение аналитиков международного экспертного агентства DNV GL, работающего в сфере консалтинга для предприятий энергетики и нефтегазового сектора. Они пришли к выводу, что электрификация является одним из мегатрендов, создающих новую энергетическую реальность. Этому будут способствовать в первую очередь автомобилестроение, железнодорожная и морская промышленность, а также развитие новых материалов, предназначенных для конструирования электрооборудования (солнечные панели, аккумуляторные батареи, системы хранения энергии) [40].

В настоящей работе акцент сделан именно на электрификации промышленности как малоизученной проблеме, в рамках которой далее приведен ряд теоретических рассуждений и эмпирических выводов.

Ключевое положение – тезис о том, что любой технологический процесс является процессом *электропотребляющим*. Это значит, что для его протекания всегда требуется некоторое количество конечной (полезной) энергии, в той или иной форме (механическая, тепловая разного потенциала, электромагнитная, химическая) с заданными физико-техническими параметрами. Именно переход к другим, более эффективным для данного процесса формам конечной энергии следует считать фундаментальным и наиболее глубинным проявлением научно-технического прогресса в любой области народного хозяйства (например, замещение механообработки материалов электрофизическими и электрохимическими способами).

Источниками конечной энергии, необходимой для данного технологического процесса, служат *энергоносители*, которые во многих случаях являются взаимодополняемыми по техническим условиям, но обладают различной стоимостью и оказывают разное влияние на итоговую технико-экономическую эффективность и экологичность производства (подчеркнем, что при той же форме конечной энергии и функционально-производственном назначении данного процесса). В настоящее время наиболее прогрессивным и эффективным энергоносителем является электрическая энергия. Главные ее достоинства перед альтернативными энергоносителями (например, топливом): возможность преобразования в любую форму конечной энергии; возможность эргономичного и точного регулирования параметров технологического процесса (т. е., по существу, физико-технических характеристик конечной энергии); интенсификация производственного процесса за счет резкого увеличения скорости его протекания; абсолютная экологическая чистота на стадии конечного использования.

Исходя из сказанного выше, под *электрификацией* производства следует понимать внедрение и распространение (до состояния насыщения) производственно-технических устройств, формирующих соответствующие технологии, в которых электроэнергия заменяет альтернативные (конкурирующие) энергоносители, генерирует более прогрессивные формы конечной энергии либо является единственным возможным (по техническим условиям) энергоносителем для данной формы конечной энергии и производственного назначения (функции) определенной технологии. Перечисленное представляет собой *формы электрификации*⁵, т. е. функции электроэнергии в данном процессе. Принимая во внимание, что каждая технологическая инновация в современных условиях, по сути, является электро-технологией, можно констатировать, что электрификация представляется не как отдельное направление научно-технического прогресса, а как его универсальная энергетическая база, т. е. *научно-технический прогресс в энергетической интерпретации*.

Электрификация в промышленности может носить массовый характер (при наличии значительного потенциала электроиспользования), особенно если осуществляется в рамках государственной программы коренной модернизации (техпереворужения производства). В то же время в отдельных отраслях и на предприятиях электрификация может инициироваться непосредственно бизнесом под давлением конкурентной среды; в этом случае электрификация – это процесс, *дискретно распределенный в пространстве и времени*.

Электрификация как развивающийся процесс имеет *волнообразную динамику*, в которой периоды подъема сменяются спадом. Например, применительно к группе технологий, использующих определенную форму конечной энергии (механическая, тепловая) электрификация может считаться законченной, когда электроэнергетический способ производства практически вытеснил всех бывших конкурентов (электропривод, освещение, некоторые электротермические процессы).

Надо также иметь в виду, что после внедрения группы электроиспользующих устройств их техническое совершенствование далее идет по *энергосберегающему направлению*, что не может не оказывать влияние на динамику уровня (коэффициента) электрификации. Необходимо подчеркнуть, что в условиях экономического роста количественный рост уже освоенных технологий, тиражирование агрегатов, оборудования, приборов, использующих электроэнергию в качестве монопольного энергоносителя (при полном отсутствии потенциальных конкурентов), *не имеет отношения к электрификации*, идентифицированному выше процессу, хотя заложенный в них потенциал электроэнергии можно рассматривать как дополнительный ресурс электрификации в других областях производства⁶. Заметим, кстати, что развитие некоторых подобных электротехнологий сдерживается производственными мощностями и по-

⁵ «Направление» электрификации указывает на конкретные электропотребляющие процессы (т. е. производственные и управленческие технологии), подлежащие электрификации.

⁶ В отношении энергоэффективности кардинальные результаты связаны прежде всего с сокращением объемов конечной (полезной) энергии, необходимой для осуществления данного технологического процесса.

требностями экономики (плавка цветных металлов, спецсталей, ферросплавов и др.). Тем не менее все это оказывает искажающее влияние на истинный коэффициент электрификации, завышая его, особенно когда он вычисляется по промышленности в целом и даже на отраслевом уровне. Таким образом, на лицо *проблема измерения реального уровня электрификации*, исключая влияние структурных сдвигов в производстве и росте энергопотребления за счет расширения круга безальтернативных технологий (как применительно к энергоносителю, так и в форме полезной энергии).

Что касается новейших технических устройств, работающих на электроэнергии, с уникальными функциями (в частности, в области управления), при этом малоемких, то их массовое применение отвечает *«разовой» форме электрификации*, когда внедрение и насыщение этими энергоприборами соответствующей сферы деятельности, даже в масштабах промышленности и ее отдельных отраслей, происходит практически одновременно или с небольшим периодом распространения.

Факторы, воздействующие на динамику электрификации, лежат главным образом, в области электроэнергетики. Это прежде всего *стоимость электроэнергии непосредственно потребителя* (в абсолютном значении и относительно цен на конкурирующие энергоносители – топливо). Конечно, это возможности *наращивания мощностей электроэнергетики* (генерирующих и сетевых); ведь большинство современных технологий отличаются высокой электроемкостью. Наконец, это *проблема удешевления* собственно электроиспользующих установок за счет упрощения конструкции и применения более дешевых материалов.

Надо также держать в фокусе внимания и активизацию *энергосбережения в сфере потребления*, в том числе за счет программ управления спросом, что расширяет ресурсы электрификации, сокращая потребность в новых вводах мощностей в электроэнергетике.

Волнообразная динамика и дискретность процесса электрификации свидетельствуют о том, что в своем развитии он проходит *разные этапы*, отличающиеся приоритетными формами и направлениями: от замены ручного труда механизированным, до электротехнологий, использующих прогрессивные формы конечной (полезной) энергии (в обработке металлов, заменяющих механообработку и традиционную электротермию) и информационных технологий в управлении производством.

Перспектива нового этапа электрификации, конечно, зависит от *стоимости электроснабжения*. При благоприятных условиях, связанных, в частности, с ростом цен на природное топливо (природный газ) и ограничениями его поставок в промышленности, можно предвидеть следующие направления электрификации в промышленности в обозримой перспективе:

- окончательное вытеснение электротермией топливно-использования в высоко- и среднетемпературных процессах и начало электрификации некоторых низкотемпературных процессов (отопление в отдельных регионах);
- значительное расширение применения электро-, физико-, химических методов обработки материалов до уровня электрификации 50 % в целом по машиностроению;
- доведение уровня электрификации силовых процессов до 100 % по промышленности (вытеснение паровых прессов и молотов большой мощности);
- начало внедрения устройств интеллектуальной электроавтоматизации нового поколения в разных областях управления предприятием.

Электропотребление в мировой промышленности. На промышленность, являющуюся крупнейшим потребителем электроэнергии, приходится около 45 % конечного электропотребления (рис. 1.5). В течение последних десятилетий в ней наблюдается устойчивая тенденция роста потребления электроэнергии; при этом темпы увеличения электропотребления отстают от темпов роста экономики. По ряду энергетических прогнозов [32, 33] в перспективе ожидается их стабилизация или снижение, как, например, в США (табл. 1.5).

При этом общей тенденцией для большинства стран является снижение электропотребления промышленности на единицу

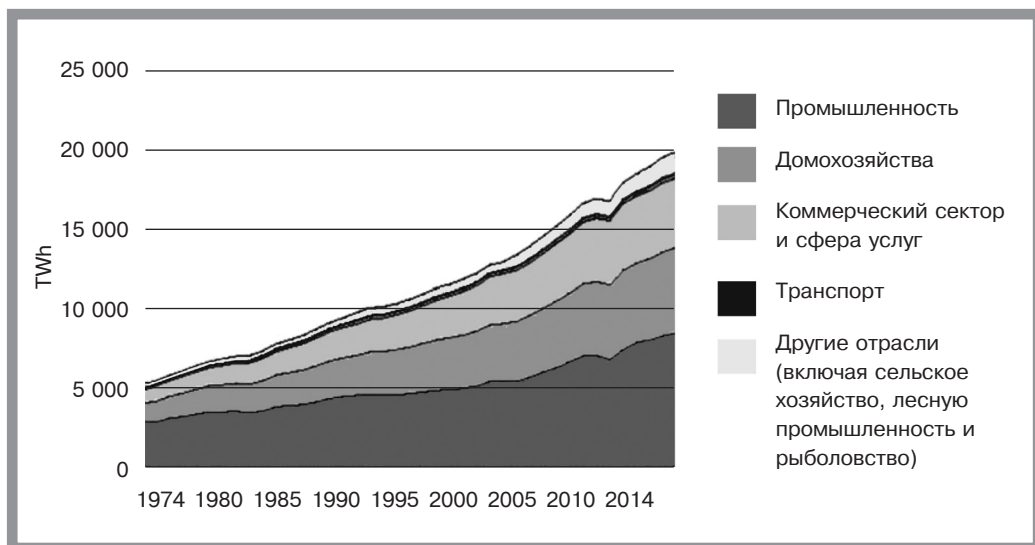


Рис. 1.5. Конечное потребление электроэнергии в разрезе секторов экономики [28, 33, 34]

ВВП, что обусловлено структурными изменениями, совершенствованием технологических процессов, заменой неэнергоэффективного оборудования. К 2040 г. ожидаемое снижение электроемкости промышленного производства в США в базовом сценарии может составить 24 % по сравнению с 2010 г. При этом изменение электроемкости отдельных отраслей будет раз-

Таблица 1.5

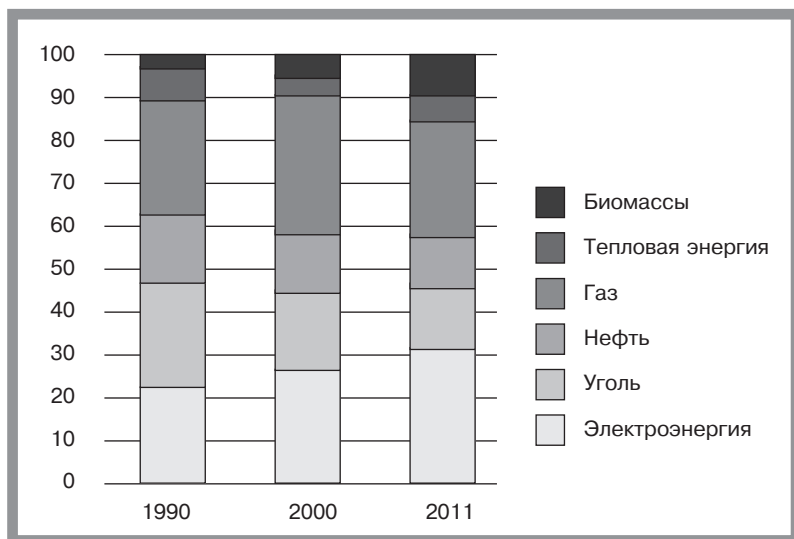
**СРЕДНЕГОДОВЫЕ ТЕМПЫ ПРИРОСТА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ
В ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СФЕРЕ, %**

Регион	Отчетные показатели			Прогнозные показатели		
	1980– 1990 гг.	1990– 2000 гг.	2000– 2010 гг.	2010– 2020 гг.	2020– 2030 гг.	2030– 2040 гг.
Мир в целом	1,6	2,1	0,8	3,0	1,7	0,7
Европейские страны, входящие в ОЭСР	1,6	1,3	0,9	-0,2	0,5	0,2
США	1,4	2,8	-1,3	1,9	0,0	-0,3
Канада	2,2	1,9	-0,6	1,6	1,3	1,2

нонаправленным. В металлургии предполагается увеличение удельного веса вторичных металлов в общей выплавке (рециклинг), что позволит сэкономить до 90–95 % первичной энергии, но приведет к повышению электроемкости сталелитейной и алюминиевой промышленности. На производство «тяжелой» нефти также потребуется дополнительный расход электроэнергии, а это может вызвать повышение отраслевой электроемкости [14].

Электропотребление в промышленности Европы. Доля электроэнергии в структуре топливно-энергетических ресурсов, используемых для покрытия энергетических потребностей промышленных европейских промышленных предприятий, выросла с 23 % в 1990 г. до 32 % в 2011 г. [44]. В то же время доля угля снизилась за этот же период фактически в два раза (с 25 до 14 %), а доля нефти – с 15 до 12 %. Снижается также доля природного газа – с пикового значения в 32 % в 2001 г. до 27 % в 2011 г. Таким образом, электричество в XXI в. приобрело ста-

Рис. 1.6.
Изменения
в структуре
энергоресурсов,
потребляемых в
промышленности
Европы, %



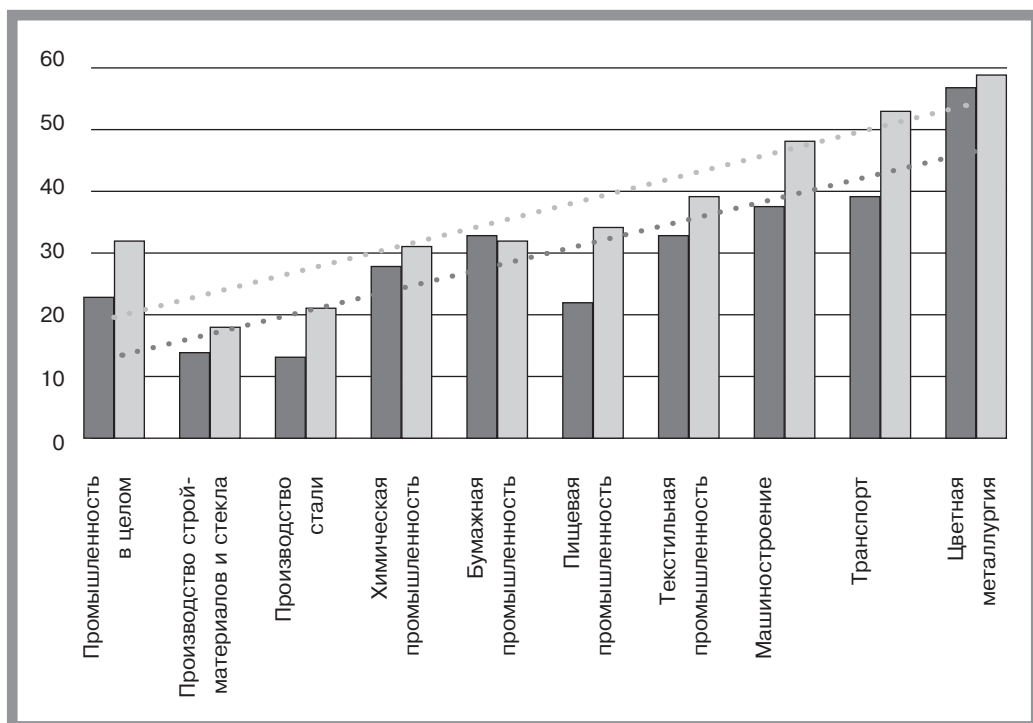
тус приоритетного энергоресурса для крупных промышленных производств (рис. 1.6).

Коэффициент электрификации растет во всех отраслях промышленности, за исключением бумажной. Наибольший прогресс происходит в транспортной отрасли (+14 %), пищевой промышленности (+11 %), машиностроении (+9 %), производстве стали (+8 %). Максимальное использование электроэнергии в производственных процессах традиционно наблюдается в цветной металлургии (рис. 1.7). Основное потребление электроэнергии в промышленности приходится на технологические процессы ($\approx 30\%$), электропривод ($\approx 40\%$), вентиляцию ($\approx 15\%$).

Выделяют 3 ключевых фактора, способствующих ускоренной электрификации промышленности Европы:

- увеличение механизации и автоматизации производственных процессов, особенно в странах, проводящих интенсивную технологическую модернизацию и создающих «умные» фабрики;
- вытеснение топливно-энергетических ресурсов из электроемких производственных процессов (выплавка стали, обжиг стекла и пр.), происходящее вследствие более быстрого снижения стоимости электроэнергии относительно стоимости ряда ТЭР (например, природного газа) и повышения требований к экологической эффективности;
- необходимость увеличения надежности и маневренности производства.

Рис. 1.7.
Коэффициент
электрификации
в разрезе
основных отраслей
промышленности
Европы, %



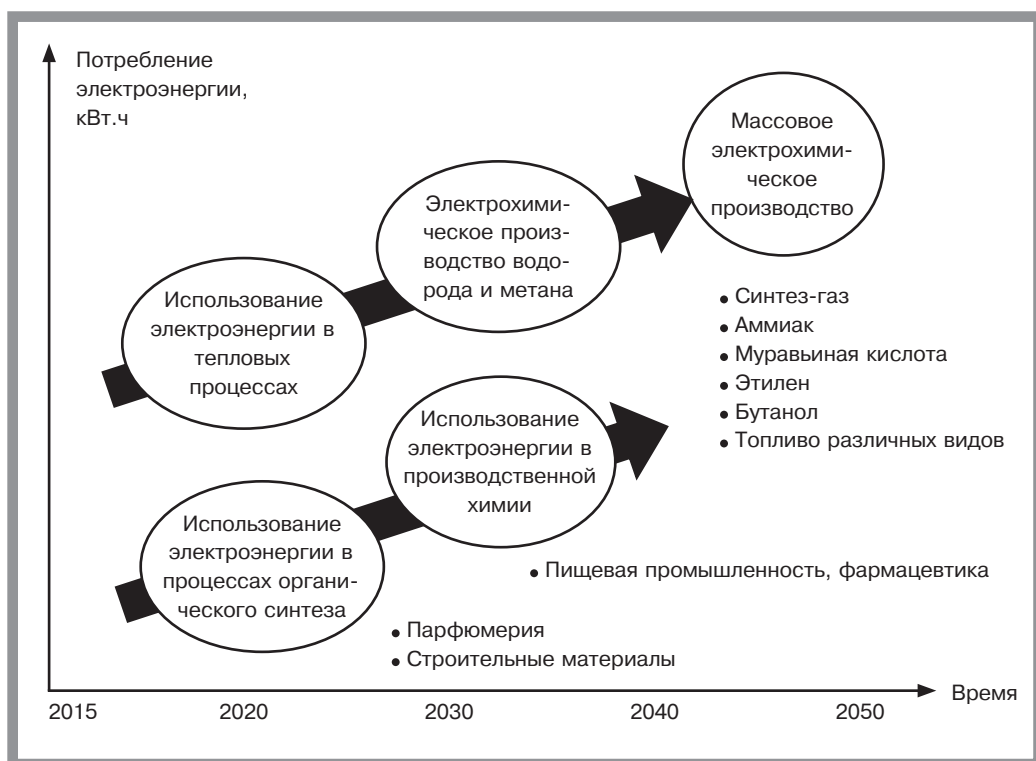


Рис. 1.8.
Дорожная карта
электрификации
химической
индустрии [30]

Приведем проект в качестве примера повышения электрификации в химической промышленности Западной Европы, разработанный инновационным центром TNO (рис. 1.8)⁷. Следует отметить, что в логике специалистов TNO электрификация понимается не только в качестве важного инструмента повышения энергетической и экологической эффективности производства, но и, что весьма любопытно, как один из элементов бизнес-модели химпредприятий⁸.

Дорожная карта включает следующие основные треки:

1. Применение электроэнергии в основных технологических процессах, где ранее использовались тепло и пар (например, оснащение насосов электродвигателями).
2. Применение электричества (электролизеров) в прямых химических процессах, например, в производстве водорода.
3. Применение электроэнергии в процессах химического синтеза и создания производных продуктов с безотходным производством.

⁷ TNO – центр компетенций, работающий над исследованиями и разработками в пяти сегментах: новая индустрия, энергетика, инфраструктура городов, безопасность, здоровое общество. Имеет филиалы в Бельгии, США, Сингапуре, Японии, Катаре. Головное подразделение расположено в Голландии. TNO, помимо прочего, выполняет функцию инновационного хаба, сводя для решения сложных задач университеты, исследовательские организации, крупный бизнес. Приоритетное направление исследований энергетической отрасли – электрификация территорий и промышленности.

⁸ Используя шаблон А. Остервальдера к построению бизнес-модели [36], можно предположить, что компонента электрификации влияет на качество «предложения ценности», а также определяет структуру затрат предприятия.

1.3. ПРОЦЕССЫ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ В РАЗВИВАЮЩИХСЯ СТРАНАХ

Интенсивность электрификации во многом зависит от того, каким образом организована «доставка» электроэнергии до конечного потребителя. Мировой опыт демонстрирует, что эта проблема решается в основном за счет строительства новых магистральных электрических сетей высокого и среднего напряжения с точечным применением «децентрализованных» решений для распределительной сети низкого напряжения (при наличии в регионе распределенной генерации или на подготовительной стадии проектов электроснабжения).

Несмотря на то, что децентрализация электросетевого комплекса лоббируется большинством международных организаций как одна из мер по повышению энергетической и экологической эффективности, высокая стоимость и техническая ограниченность применения «микросетей» препятствует их широкому внедрению, в особенности когда речь идет о слабо электрифицированных регионах с низким уровнем доходов.

Наибольшего успеха в части повышения электрификации среди развивающихся стран добился Китай. Индия, Вьетнам, Филиппины также весьма продуктивно работают над проектами электрификации территорий. Ряд соответствующих программ имеется и в африканских государствах. Ниже приведены некоторые примеры и обобщение опыта регионов, реализующих в настоящее время достаточно масштабные проекты по электрификации частного, коммерческого, промышленного секторов народного хозяйства.

Китай, самое густонаселенное государство в мире, смог добиться почти 100 %-й электрификации своей территории. В то время как многие страны осуществляли программы электрификации по принципу «сверху вниз», Китай добился успеха за счет реализации «восходящей стратегии», согласно которой каждая провинция и муниципалитет должны были иметь собственные проекты. Технологическая гибкость и высокая локальная ответственность являлись фундаментальными принципами масштабной электрификации в стране.

За 18 лет – с 1979 по 1997 г. – удалось обеспечить доступ к электроэнергии почти 96 % провинциальных домохозяйств, или почти 900 млн жителей. Электрификация происходила по гибридной модели, в которой сочетались централизованное и децентрализованное электроснабжение. Развитию локальных распределительных сетей больше внимания уделялось в провинциях с высокой концентрацией гидроэлектростанций малой и средней мощности. При этом модернизация магистральных электрических сетей происходила параллельно с модернизацией распределительной сети в отдаленных провинциях, за счет чего в

период проведения реформы энергетики удалось избежать высоких расходов, связанных с необходимостью поздней интеграции различных технологических решений. Одновременно в Китае происходила разработка и апробация программ управления спросом на энергию для снижения ряда негативных эффектов, связанных с галопирующим ростом электропотребления.

Темпы электрификации Китая оставались беспрецедентными и в 2000-е гг. Между 2001 и 2011 гг. общая электрическая мощность страны выросла с 344 до 1 100 ГВт. В противоположность Китаю производство электроэнергии в США практически не изменилось с 2002 г., увеличившись лишь на 5 %. Менее чем за десять лет в Китае было построено электрических мощностей в объеме, практически эквивалентном установленной мощности всей энергосистемы США.

В 2015 г. на реализацию планов по электрификации в Китае было направлено 92,6 млрд юаней (14,9 млрд долл.). Из них 20 млрд юаней (3,2 млрд долл.) было выделено из государственного бюджета, а остальная сумма была предоставлена через банковские кредиты.

В настоящее время правительство КНР занимается вопросами электрификации отдаленных районов провинции Циньхай, расположенной на западе центральной части страны. За последние два года электричество стало доступно 430 тыс. жителей данной провинции. Новый этап государственной программы предусматривает электрификацию местности, в которой проживает еще 500 тыс. человек.

Электроэнергия будет вырабатываться на солнечной электростанции в пустыне Гоби. Общая площадь этого сооружения – 25 кв. км. Ожидаемое количество вырабатываемой электроэнергии – 200 МВт.

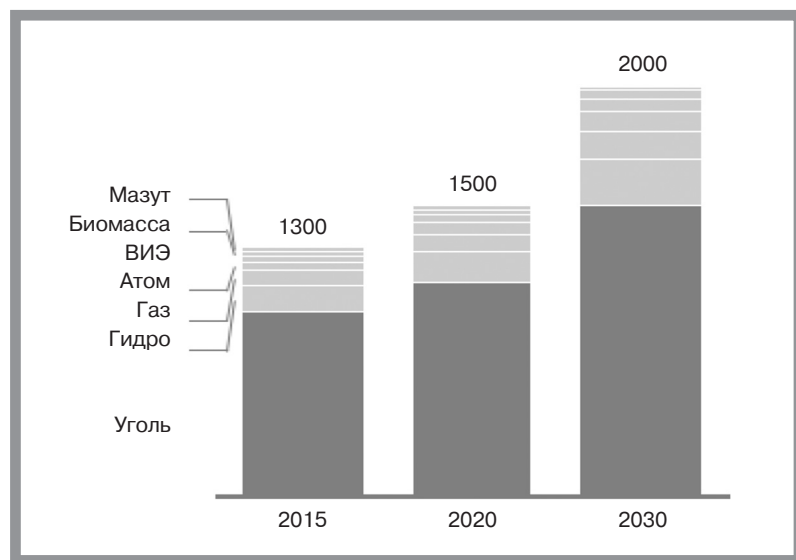
Индия – третий по размеру рынок электроэнергии после Китая и США. Средний темп роста спроса на электроэнергию за 2000–2014 гг. составил 6 %, а в 2015–2030 гг. прогнозируется на уровне 3 % в год⁹ (рис. 1.9).

Как и в большинстве стран, в Индии проблемы организации доступа к электроэнергии касаются в первую очередь сельской местности и отдаленных районов. Однако, несмотря на то, что правительство страны на протяжении последних 30 лет предпринимает целенаправленные усилия в данном контексте, значительная доля населения по-прежнему не имеет доступа к электроэнергии (25 % жителей).

В 1990-е гг. приоритетной задачей, решение которой прямым образом влияло на региональную экономику, являлась массовая электрификация ирригационных насосов, используемых в аграрных целях для перекачки жидкостей. Центральное правительство разработало ряд программ по электрификации сельских регионов – и столкнулось с нестандартной проблемой: количество инициатив было слишком большим с позиций координации, управляемости и распределения финансиру-

⁹ Обзор энергетики Индии: URL: <http://asiavector.ru/analytics/559/>

Рис. 1.9.
Производство
электроэнергии
в Индии, ТВт·ч



ния. Требовалась расстановка приоритетов и поиск механизмов стимулирования.

На этой стадии появилась еще одна проблема, затормозившая процесс электрификации. В отличие от Китая, где тарифы на электроэнергию в электрифицируемых провинциях не занижались искусственным образом, Индия опиралась на политику мощного субсидирования (в ряде регионов предлагалось вообще сделать электроснабжение бесплатным). Это привело к появлению значительного финансового бремени, которое легло на плечи энергетических предприятий. Те, в свою очередь, ожидаемо препятствовали электрификации сельских районов, замедляя реализацию программ разными способами. Структурные противоречия привели к тому, что в реформе электроэнергетики, проводимой в середине 1990-х гг., электрификация отдаленных территорий ушла на задний план и появилась в качестве первоочередной повестки только спустя 10 лет. В новой редакции программы электрификации 2005 г. правительство Индии принимало на себя 90 % расходов по созданию энергетической инфраструктуры сельских районов.

Согласно последним планам правительства полная электрификация всей страны должна состояться к 2030 г. Для этих целей запланировано строительство 75 объектов генерации. Общий объем инвестиций программы по развитию электроэнергетики оценивается в 52 млрд долл., в том числе 6,5 млрд – на строительство тепловых электростанций.

Следует отметить, что реализация столь амбициозных планов неизбежно приведет к значительному росту потребления каменного угля, составляющего в настоящее время уже более 50 % всех ТЭР, используемых для производства электроэнергии (по различным оценкам – до уровня в 1 млрд т в год), при од-

новременном росте его импорта (текущий ежегодный объем которого – около 135 млн т в год). В этом отношении Индии, как и Китаю, предстоит столкнуться с масштабными экологическими последствиями от сжигания таких объемов весьма токсического топлива.

Филиппины. Архипелаг, состоящий из более чем 7 000 островов, представляет довольно успешный кейс в аспекте ускоренной электрификации. На Филиппинах насчитывается 85 млн жителей. В настоящее время 77 % домохозяйств имеют доступ к электроэнергии, а к 2017 г. в стране планируют достичь 90 %-го уровня электрификации бытового сектора.

Правительство Филиппин обратило внимание на проблему электрификации в 1960 г. Отправной точкой процесса стало создание правительственной координационной структуры – Национальной администрации по делам электрификации и Агентства по вопросам электрификации, отвечавшего за аналитические функции. В регионах за эффективность программ отвечали созданные энергетические кооперативы.

Прогресс в данной области замедлился в 1990-е гг., когда приоритет получила рыночная реформа. Спустя десятилетие – в 2003 г. – правительство инициировало расширенную программу электрификации для достижения 90 %-й электрификации домашних хозяйств к 2017 г. В роли ведущего консультанта программы выступила структура Всемирного банка – Международная финансовая корпорация (IFC).

Программа использует комбинацию подходов, включая расширение распределительной сети, развитие микросетей, использование автономных систем электроснабжения, а также легитимизирует участие негосударственных и некоммунальных учреждений в производстве и поставках электроэнергии за счет привлечения «квалифицированных третьих лиц» (quality-third-parties, QTP).

Исходя из того, что потребители в зонах вне сети были не в состоянии оплачивать настоящую цену производства, новая регулятивная база обеспечила регламентированные тарифы на производство по весьма доступной цене. Новые провайдеры электричества были отобраны путем проведения конкурса, причем решение о выборе победителя принималось на основании самого низкого ценового предложения. Регулятивные рамки позволяли проводить периодические коррекции тарифов для того, чтобы отразить изменения в постоянных и переменных производственных расходах¹⁰.

Кроме того, в тарифах на электроэнергию предусмотрена незначительная надбавка, которая при необходимости направляется на субсидирование продолжающих функционирование энергетических кооперативов, которые самостоятельно не справляются с реализацией программ электрификации. На основании общих рамок электроэнергетическим кооперативам позволено взимать согласованный тариф на компонент производства с цены, опла-

¹⁰ Филиппины: Электрификация сельских районов / Международная финансовая корпорация. URL: <http://documents.worldbank.org/curated/en/497991468108254036/pdf/531780Russian00Box0377345B00PUBLI C0.pdf>

чиваемой потребителями за электричество. Однако, если реальная цена производства выше, то новым провайдерам электричества будет компенсирована разница на основании количества поставленных киловатт-часов из фонда субсидий.

Таким образом, на Филиппинах в целях стимулирования процесса электрификации применяются государственные и рыночные механизмы.

Вьетнам. В период с 1976 по 2009 г. доступ к электроэнергии получили почти 80 млн жителей Вьетнама. Прорыв в электроснабжении отдаленных территорий был сделан в середине 1990-х гг., когда основанная вертикально-интегрированная энергокомпания «Электричество Вьетнама» (рис. 1.10) весьма своевременно занялась системным решением проблемы электрификации: для ускоренной индустриализации правительственные цели требовали, чтобы производство электроэнергии росло в 1,7 раза быстрее, чем ВВП.



Рис. 1.10.
Структура
энергокомпании
«Электричество
Вьетнама»

В 2004 г. правительство страны утвердило законопроект «Об электричестве». В законе устанавливались принципы конкурентного рынка электроэнергии, предпочтительные формы инвестирования в развитие электрогенерации и, что было жизненно необходимо для энергетики Вьетнама, – ответственность регулятора за эффективность электрификации.

Государство действовало в строгой логике: сначала осуществлялась разработка концепции электрификации и энергетической политики страны, затем строительство энергетической инфраструктуры (новых электростанций и линий электропередач) для достижения опережающего развития электроэнергетики с учетом перспективных объемов потребления, модернизация энергетических хозяйств крупных промышленных предприятий, наконец электрификация отдаленных терри-

торий. Эти меры привели к тому, что в 2000–2014 гг. спрос на электроэнергию в стране рос на 10–15 % в год.

Минусом реформы являлась опора правительства на механизм перекрестного субсидирования. При разработке тарифной политики было определено, что часть потребителей, включая домохозяйства и аграрный сектор, должны платить за электроэнергию существенно меньше среднего тарифа, в то время как коммерческие потребители и промышленные предприятия, наоборот, переплачивали за электроэнергию в 2–3 раза по отношению к средним ценам.

При этом для промышленности, в целях стимулирования крупных производств к энергосбережению, вводились дифференцированные тарифы на электроэнергию (например, блокирующие ставки), которые варьировались от ежемесячного объема потребления и были на 20–30 % ниже базового розничного тарифа (табл. 1.6).

Таблица 1.6

СТРУКТУРА «ЭФФЕКТИВНЫХ ТАРИФОВ», ДЕЙСТВУЮЩИХ ВО ВЬЕТНАМЕ С 2009 Г.

Ежемесячное потребление электроэнергии, кВт·ч	Розничный тариф (вьетнамский донг ¹¹ /кВт·ч)	Блокирующий тариф для промышленных предприятий, вьетнамский донг/кВт·ч
0–50	600	420
51–100	865	605
101–150	1 135	795
151–200	1 495	1 120
201–300	1 620	1 215
301–400	1 740	1 305
> 400	1 790	1 345

¹¹ 1 долл. ≈ 23 000 вьетнамских донгов.

В то же время, несмотря на реализуемые планы по увеличению генерирующих мощностей, начиная с 2006 г. Вьетнам испытывает дефицит электроэнергии, покрываемый за счет импорта. В сентябре 2006 г. «Электричество Вьетнама» совместно с «Южно-Китайской электросетевой компанией» ввела в эксплуатацию ЛЭП 220 кВ, соединившую энергосистемы обеих стран. В результате в 2013 г. из Китая во Вьетнам было поставлено 3,3 млрд кВт·ч электроэнергии.

В настоящее время 98 % населения Вьетнама имеют доступ к электрической энергии. Доля инвестиций отдаленных районов и муниципалитетов в проектах электрификации составляет 30–40 %. Основным инвестором является компания «Электричество Вьетнама», однако финансирование происходит также за счет частных средств, международных фондов, крупного бизнеса.

Бангладеш. Уровень электрификации городских районов страны составляет 90 %, но пригородные и сельские террито-

рии, в которых проживает 80 % населения Бангладеш, составляли к концу 2000-х гг. меньше 40 % [38]. Энергетический сектор страны сталкивается с многочисленными проблемами, включая дефицит генерирующих мощностей, зависимость от высокой стоимости аварийного электроснабжения, неэффективную структуру отраслевого управления, необходимость технологической модернизации.

Прорыв в решении данных проблем стал возможен после разработки в 2003–2005 гг. программы «Солнечные энергосистемы для бытовых нужд». С 2010 по 2013 г. доступ к электроэнергии получали 50 000 домохозяйств, что является примером наиболее *ускоренной электрификации в мире*. Реализация программы строилась на принципах микрофинансирования и потребовала вовлечения в проекты различных структур: специально созданных комитетов по операционной деятельности, отбору заявок и техническим стандартам, поставщиков энергетического оборудования, спонсоров, а также агентство, отвечающее за результаты программы – частно-государственного партнерства по развитию энергетической инфраструктуры. В результате средний темп роста производства электроэнергии в Бангладеш в период 2005–2015 гг. составил более 7 %.

В 2015 г. бангладешская компания ME SOLshare запустила пилотный проект обмена солнечной энергией. В рамках проекта жители одного или близлежащих районов могут продавать друг другу излишки электроэнергии, которую вырабатывают их солнечные панели, – для этого нужно иметь небольшое устройство SOLbox стоимостью примерно 30 \$, а также мобильный телефон с установленным на нем специальным приложением. Если у участника программы есть излишки солнечной энергии, то он может продать их потребителям, у которых тоже есть такое устройство и которым не хватает энергии.

Несмотря на активное использование ВИЭ для целей электроснабжения пригородов и частных домохозяйств, в настоящее время около 77 % установленной мощности составляет газовая генерация. Кроме того, развивается угольная и атомная энергетика: строятся крупнейшие угольные станции (проекты Matarbal на 1,2 ГВт и Rampal на 1,32 ГВт), а к середине 2020 г. планируется ввести в строй 2 блока АЭС Ruppur мощностью 1,2 ГВт каждый, строительство которых осуществляет Росатом.

Государство стремится увеличить производство электроэнергии для электрификации остальной части страны – к 2021 г. планируется увеличить суммарную установленную мощность в 2 раза – до 24 ГВт, в основном за счет газовых и угольных станций.

Страны Африки. Бедственное положение африканских государств в плане обеспеченности электроэнергией подтверждается рядом фактов:

- в 48 странах Тропической Африки ежегодно производится столько электроэнергии, сколько вырабатывают электростанции одной лишь Испании. Установленная

мощность электростанций региона за вычетом Южной Африки – 28 ГВт, что сопоставимо, например, с размером энергосистемы Аргентины;

- в начале 2010-х гг. годовое потребление электроэнергии на душу населения было равно 124 кВт·ч – в 200 раз меньше, чем в Норвегии;
- средний тариф на электроэнергию равен 0,13 долл./кВт·ч – в три раза выше, чем в отстающих, с точки зрения электрификации, Южно-Азиатских странах;
- дефицит финансирования энергетических проектов в настоящее время составляет более 30 млрд долл. [32, 39].

Неравномерное распределение энергетических ресурсов по территории Африки заставило многие страны прибегать к технически неэффективным формам производства, например, импортному дизельному топливу или мазуту для обслуживания небольших внутренних рынков электроэнергии. В среднем затраты на производство электроэнергии посредством дизельных установок (0,27 долл./кВт·ч) почти в три раза выше в сравнении с гидроэлектростанциями. Между тем многие эксперты связывают будущее африканской электроэнергетики именно с гидроресурсами (а не с популяризируемой в последнее время атомной энергетикой), доступный энергетический потенциал которых составляет 937 ТВт·ч. К сожалению, пока что для производства электричества задействованы только 7 % гидромощностей, что связано с их географической удаленностью от центров энергетического спроса.

До недавнего времени главным действующим лицом в преобразовании энергетического сектора Африки был и остается китайский капитал. Позже к нему присоединились Индия и страны Персидского залива¹². С каждым годом количество стран-доноров растет. Например, в Алжире к 2017 г. энергетические мощности планируется утроить благодаря шести газовым электростанциям, пять из которых построят корейские гиганты Samsung, Hyundai, GS-Daelim и Daewoo. Среди проектов Ганы имеется солнечная электростанция Nzema (144 МВт·ч) стоимостью 400 млн \$, проектируемая британской компанией Blue Energy. Часть проектов строительства ТЭС и ГЭС в Кот-д'Ивуаре курирует французский строительный конгломерат Bouygues. В строительстве и финансировании проекта строительства газовой электростанции Кинерези принимают участие такие страны, как Китай, Япония и Норвегия. Большие инвестиции в энергетическое развитие Африки вкладывают США. Все эти факты свидетельствуют о том, что в ускоренной электрификации континента развитые страны видят ключ к новым рынкам с высоким отложенным спросом.

Наиболее крупные проекты по строительству новых генерирующих мощностей в странах Африки:

- *Ангола*: инвестиции в энергетику страны составят 23 млрд \$ к 2017 г. Правительство планирует увеличить

¹² Электрификация Африки. URL: <http://ehorussia.ru/index.php?newsid=5382>

производство электроэнергии до 9 ГВт·ч к 2025 г. по сравнению с 1,8 ГВт·ч в 2016 г. Ожидается строительство 15 электростанций силами таких фирм, как Brazil's Odebrecht. Большая работа будет направлена на ликвидацию ущерба после 30-летней гражданской войны (установленная мощность составляет 1,2 МВт·ч, но доступно только 930 МВт). Крупнейшим объектом станет Lausa Dam, с выработкой мощности 5 ГВт·ч.

- *Египет*: вопрос хронической нехватки электроэнергии и увеличивающийся с каждым годом на 6 % спрос планируется решить за счет сокращения государственных субсидий и установки дополнительных мощностей в 30 ГВт к 2020 г. Этому будут способствовать новые электростанции, работающие на отечественном газе. Дополнительную роль сыграют ветер и солнечная энергия. Электростанция сверхкритичного пара Helwan South мощностью 1,9 ГВт·ч возводится усилиями Mitsubishi Heavy Industries и Toyota Tsusho Corporation.
- *Зимбабве*: в обмен на право добывать уран к 2020 г. Китай намерен построить в Зимбабве АЭС. В настоящее время угольная электростанция Hwange (920 МВт·ч) покрывает половину установленных мощностей страны. Схема развития энергетики включает солнечную электростанцию ZPC (300 МВт·ч), угольную электростанцию (1,2 ГВт·ч) и будущую АЭС (4,1 ГВт·ч).
- *Кения*: текущая установленная мощность 1,6 ГВт·ч к 2020 г. удвоится. Гидроэнергетика страны сильно страдает от засухи, поэтому основные инвестиции будут идти в сектор солнечной энергии. Кения имеет грандиозный план к 2020 г. обеспечивать половину потребности страны в электроэнергии лишь за счет солнечных батарей. Ветряная электростанция Lake Turkana будет генерировать 300 МВт·ч, уже вводится в эксплуатацию станция мощностью 200 МВт·ч. Работает геотермальная электростанция 212 МВт·ч, и планируется к запуску комплекс Olkaria мощностью 560 МВт·ч. В более долгосрочной перспективе Кения планирует построить ядерный реактор.
- *Руанда*: в период с 2008 по 2013 г. в стране удалось утроить количество технологических присоединений домохозяйств к электрическим сетям. К 2017 г. планируется электрифицировать 70 % частного сектора и 100 % школ и медицинских учреждений. Для этих целей правительство страны реализует проекты строительства объектов большой и малой генерации, работающих на гидроресурсах, торфе, метане, геотермальной и солнечной энергии. Таким образом, установленная мощность электростанций Руанды должна вырасти до 560 МВт – в 5 раз по отношению к 2011 г.

- *ЮАР*: более 90 % из 44 ГВт·ч обеспечивают угольные электростанции. К 2020 г. к имеющимся мощностям прибавятся 9,6 ГВт·ч ядерной энергии в рамках программы стоимостью 29 млрд \$. Идет строительство новых угольных электростанций Medupi и Kusile, каждая из которых способна вырабатывать 4,8 ГВт·ч. К углю и урану присоединятся солнце и ветер: около 5,5 млрд \$ было вложено в программу развития возобновляемой энергии Producer, эффект от которой обеспечит прибавку в 6,9 ГВт·ч к 2020 г. и увеличится до 8,4 ГВт·ч к 2030 г.

1.4. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

Рост электрификации приводит к возрастанию воздействия энергетики на окружающую среду. Это воздействие чрезвычайно разнообразно и определяется в основном типом энергоустановки (рис. 1.11).

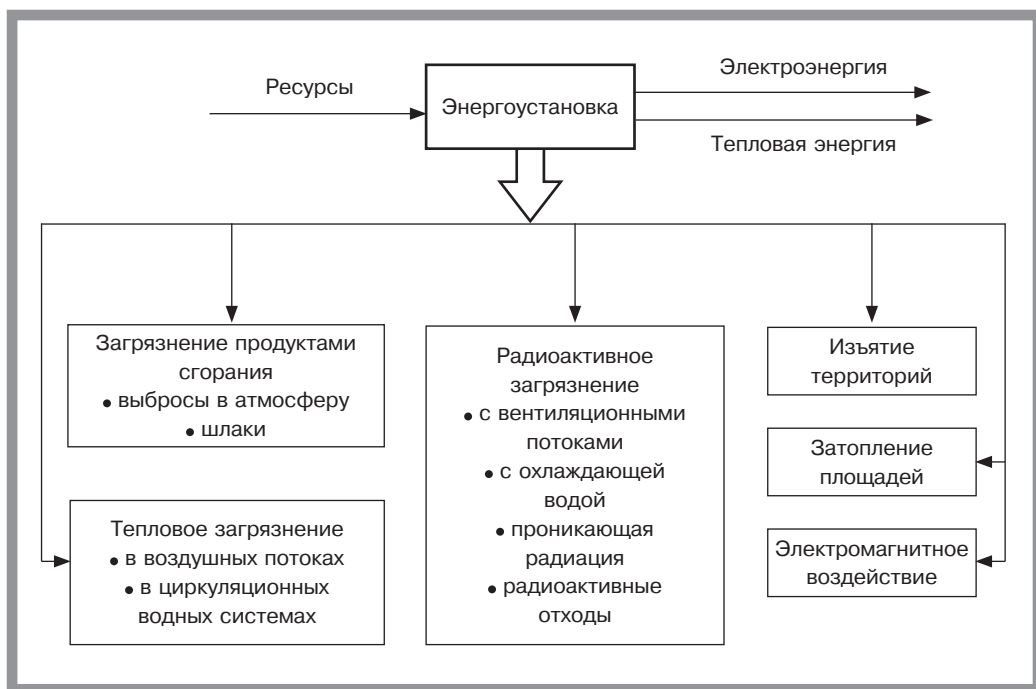


Рис. 1.11.
Основные факторы
воздействия
энергетики на
окружающую среду

Как было указано выше, большая часть вырабатываемой в настоящее время электроэнергии производится тепловыми электростанциями. Поэтому именно ТЭС представляют собой основной объект для изучения отрицательного влияния на биосферу. Они потребляют около 1/3 добываемого в мире топлива. Например, ТЭС мощностью 2 400 МВт потребляет при работе на угле 1 000 т/ч твердого топлива и 1 600 т/ч кислорода.

Выбросы такой станции, оборудованной электрическими фильтрами (КПД 99 %), составляют, т/ч:

CO_2 – 2 300;

H_2O – 250;

SO_2 – 34;

зола (в атмосферу) – 2;

шлак (твердые отходы) – 35.

Воздействие ТЭС на окружающую среду зависит от используемого топлива. При сжигании твердого топлива в атмосферу поступают летучая зола, частицы недогоревшего топлива, окислы серы, азота, фтористые соединения. В золе содержатся различные токсичные соединения – мышьяк, двуокись кремния и др. Использование жидкого топлива (мазута) исключает из отходов производства только золу [8].

При сжигании природного газа существенными загрязнителями становятся окислы азота, но в среднем их выбросы на 20 % ниже, чем при сжигании твердого топлива. Это объясняется не только свойствами самого топлива, но и особенностями его сжигания. Таким образом, экологический ущерб от вредного воздействия ТЭС на окружающую среду в случае использования газа минимален в сравнении с другими видами топлива. Сопоставление усредненных показателей по загрязнению атмосферы продуктами сжигания ТЭС при работе на различных видах топлива представлено в табл. 1.7.

Таблица 1.7

УСРЕДНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ
ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ, Г/КВТ · Ч

Вид загрязнителя	Вид топлива			
	Каменный уголь	Бурый уголь	Мазут	Газ
SO_2	6,00	7,70	7,40	0,002
Твердые частицы	1,40	2,70	0,70	–
NO_x	21,00	3,45	2,45	1,900
Фтористые соединения	0,05	0,11	0,004	–

Кроме того, ТЭС оказывают вредное тепловое воздействие на окружающую среду, влияют на ландшафт местности. В среднем для сооружения ТЭС необходима площадь 2–3 км², а с учетом золоотвалов, подъездных дорог она возрастает до 3–4 км². На этой территории изменяются рельеф местности, экологическое равновесие, структура почвы. Крупные градиенты существенно увлажняют микроклимат в районе ТЭС, способствуют образованию туманов, морозящих дождей, а в зимнее время – инея и изморози. С охлаждающей водой в водоемы сбрасывается большое количество тепла, повышающего температуру воды в них, что влияет на изменение флоры и

фауны. Значительное количество тепла попадает в атмосферу с уходящими газами из-за неполного сгорания топлива (химический и механический недожог), через изоляцию конструктивных элементов и т. д.

В том числе из-за прямого негативного экологического эффекта работы ТЭС с каждым годом в мире все больше внимания уделяется использованию возобновляемых источников энергии. Проблемы, связанные с уменьшением запасов топлива и увеличением отрицательного воздействия на природу в процессе энергопроизводства, определяют высокую значимость повышения эффективности ВИЭ. Однако, несмотря на кажущуюся экологическую чистоту, в случае ВИЭ воздействие на окружающую среду также может быть ощутимым.

Солнечные станции – это огромные пространства, покрытые солнечными батареями или зеркалами. Основным материалом в солнечных батареях является арсенид галлия, то есть соединение металла с ядовитым веществом – мышьяком. При массовом внедрении солнечных батарей потребуются развитие экологически вредной отрасли – химии.

С ветроэнергетическими установками связан вид загрязнения, который не всегда учитывается, – шумовое. Когда в американском штате Огайо была построена крупнейшая ветросиловая установка высотой более 100 м и мощностью 10 МВт, она проработала всего несколько суток. Жизнь в радиусе нескольких километров сделалась невозможной. Дело не только в слышимом шуме, но и в наличии в нем сильной инфразвуковой компоненты – инфразвук с частотой 7 Гц, совпадающий с ритмом головного мозга, способен вызывать сильнейшие расстройства здоровья.

Развитие электроэнергетики и работа предприятий отрасли в перспективе будут связаны с жесткими экологическими ограничениями. В этой связи приоритетными задачами природоохранной экологической стратегии в России становятся:

- создание головных образцов промышленных установок очистки газов от окислов серы и азота;
- освоение принципиально новых технологий подготовки и очистки топлива.

Необходимо форсировать создание головных экологически чистых энергоблоков, предназначенных для работы на основных видах твердого топлива страны. Проекты таких блоков включают перспективные и наиболее эффективные решения по сжиганию топлива, очистке дымовых газов, водоподготовке и утилизации золошлаковых отходов, в том числе: котлы «кипящим слоем», ПГУ с внутрицикловой газификацией, новые электро- и рукавные фильтры, методы совмещенной очистки газов от окислов серы и азота. При этом экологические требования к разрабатываемым технологиям находятся на уровне прогрессивных зарубежных нормативов (табл. 1.8).

Таблица 1.8

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВНОВЬ ВВОДИМЫМ КОТЕЛЬНОМ УСТАНОВКАМ

Паровая теплопроизводительность котла (тепловая мощность)	Вид топлива	Твердые частицы (зола), кг/МДж Приведенная зольность топлива, %			Газообразованные окислы, кг/МДж	
		<1,0	<4,0	>4,0	серы	азота
420 т/ч и более (320 МВт или 1000 ГДж/ч)	Природный газ	—	—	—	—	125
	Мазут	50	—	—	400	185
	Каменный уголь	50	100	150	400	240/480*
	Бурый уголь	50	100	150	400	225
Менее 420 т/ч	Природный газ	—	—	—	—	250
	Мазут	150	—	—	600	290
	Каменный уголь	150	150	150	600	470/575*
	Бурый уголь	150	150	150	600	340/440*

* В числителе — для твердого шлака, в знаменателе — для жидкого шлака.

С целью повышения экологической эффективности энергетики различные страны прибегают к административно-фискальным мерам стимулирования. Фискальные экологические системы зарубежных государств имеют схожую направленность, но различную форму реализации. Так, например:

- Финляндия, Нидерланды, Норвегия и Швеция ввели карбоновые налоги (налогообложение объемов сжигаемого углерода);
- в Великобритании установлен налог на изменение климата;
- В Германии, Франции и Нидерландах введены экологические налоги, а также платежи за сбросы загрязняющих веществ в водные объекты;
- в Нидерландах предусмотрено освобождение от уплаты энергетического налога за использование электроэнергии свыше 10 000 000 кВт·ч в год при подключении к энергосетям при условии, что крупный потребитель энергетических ресурсов принял обязательства по повышению энергоэффективности, которые закреплены в соглашении между государством и крупным потребителем;
- в Швейцарии можно получить освобождение от платы за выбросы CO₂ при отоплении и в процессе сжигания топлива при условии принятия обязательств по реализации мер по снижению CO₂ и их согласовании с федеральными властями.

Экологический эффект электрификации, осуществляемой в форме замены электроэнергии топлива прямого сжигания, является региональным по сути, реализуется в сфере электропотребления и зависит от:

¹³ Объект электрификации – технологии производства, использующие тепловую энергию различного потенциала, источником которой служат топливоиспользующие установки. Таким образом, по данной форме электрификации происходит замена энергоносителя в технологическом процессе, что, в свою очередь, требует замены топливоиспользующих установок на электроиспользующие.

- объема условно вытесненного топлива на объектах электрификации¹³ региона (энергосистемы);
- экологических характеристик замещаемого топлива;
- эффективности природоохранного оборудования «в топливном варианте» энергоиспользования;
- состава экологически вредных ингредиентов в отработанных газах после работы природоохранного оборудования.

Экологическому эффекту в сфере электропотребления противостоят дополнительные экологические нагрузки в сфере генерации электроэнергии (особенно если электроснабжение осуществляется от ТЭС). Эти нагрузки могут проявляться как непосредственно в районах с объектами электрификации, так и в соседних регионах, при невозможности увеличения межсистемных поставок электроэнергии (при ограничениях по вводу дополнительной генерации в электрифицируемых районах). Причем вариант компенсации экологической нагрузки от генерации экологическим эффектом в сфере электропотребления (в «натуральной» форме) возможен только при идентичном составе потока загрязняющих ингредиентов; причем на замкнутой территории, когда одна зона рассеивания вредныхостей перекрывает другую.

Поэтому главное внимание уделяется всемирному сокращению указанных негативных экологических последствий в сфере производства электроэнергии на электростанциях (главным образом на ТЭС), в том числе на основе рационального спроса на дополнительную электроэнергию.

В этом отношении ключевым показателем, объединяющим производство и потребление, может служить предлагаемый авторами «*электротопливный коэффициент замещения* ($K_{\text{зам}}^{\text{ЭТ}}$)». Он отражает объем электроэнергии в кВт·ч, который требуется для замены одной т. у. т на данном объекте электрификации, функционирующем в оптимальном режиме (в определенном технологическом процессе либо в соответствующей топливоиспытующей установке). При этом учитывается разница в энергетических КПД топливо- и электроиспользующих установок и режимах их эксплуатации.

Для отдельных типовых перспективных объектов электрификации показатели $K_{\text{зам}}^{\text{ЭТ}}$ должны нормироваться, формируя таким образом основу для нормативной базы электрификации промышленного производства в рамках целевой государственной программы. В этой связи важно, что по критерию минимума $K_{\text{зам}}^{\text{ЭТ}}$ отбираются и ранжируются потенциально эффективные региональные объекты электрификации.

Другое интеграционное направление, так же реализуемое в сфере потребления, это всеобъемлющее энергосбережение в установках, приборах, оборудовании, использующих электроэнергию в качестве единственно возможного энергоносителя (электродвигатели, освещение, некоторые производственные электротехнологии и др.).

В сфере генерирования необходимы следующие природоохранные решения (выполняющие как минимум установленные нормативы):

- минимизация удельных расходов топлива или повышение энергетического КПД энергоустановок (например, за счет сооружения ГТУ–ТЭЦ);
- применение топлива с улучшенными экологическими характеристиками;
- использование экологически прогрессивных технологий сжигания топлива в котлоагрегатах;
- комплектация энергоустановок высокоэффективным природоохранным оборудованием.

Особый вопрос – о единичных мощностях энергоустановок и электростанций. С позиций хронологической синхронизации (согласование времени сооружения объекта электрификации и времени ввода энергетических мощностей), надежности и экономичности, а также маневренности предпочтительнее установки малых и средних мощностей с высоким КПД (более 80 %) и прогрессивными экологическими характеристиками, получаемыми прежде всего за счет специальных технологий сжигания топлива¹⁴.

При дополнительных экологических нагрузках, существенно усугубляющих общую экологическую ситуацию региона, которую невозможно полностью нейтрализовать обозначенными выше организационно-техническими методами, возникает вопрос о *целевых компенсационных выплатах региону – реципиенту отрицательных экстерналий*¹⁵.

Компенсация может применяться и для соседних регионов, располагающих возможностями дополнительной электрогенерации, но не имеющих собственных эффективных объектов электрификации (часто это могут быть регионы с высокими базовыми экологическими нагрузками, см. рис. 1.12, 1.13).

Источником указанных компенсаций может стать народнохозяйственный эффект от электрификации, выраженный в стоимостной оценке условно замещенного топлива, расширяющего топливно-энергетическую базу страны. Стоимостная оценка данного результата не тождественна цене сжигаемого топлива до его замены электроэнергией; она определяется общегосударственными целями использования высвободившихся ресурсов как внутри страны, так и на экспорт. Причем предполагается их более эффективное использование, чем прежде, – в качестве котельно-печного топлива.

При проектировании организационно-экономического механизма электрификации, особенно в регионах с повышенными экологическими нагрузками, первостепенное внимание следует обратить на возможности развития структуры генерирующих мощностей на основе малой ГЭС, ВИЭ, а также АЭС малой и средней мощности, дополняемых газотурбинами ТЭЦ с максимальной энергетической и экологической эффективностью.

¹⁴ Эти рассуждения относятся к варианту электроснабжения, при котором генерирующие мощности располагаются в одном регионе (энергосистеме) с объектами электрификации. В случае поставок электроэнергии из соседних регионов там могут применяться и электростанции большой мощности.

¹⁵ Компенсационные выплаты региону могут не предусматриваться, если применяется экологически эффективная генерация и суммарный экологический результат является положительной величиной (по сопоставимым видам загрязняющих компонентов).

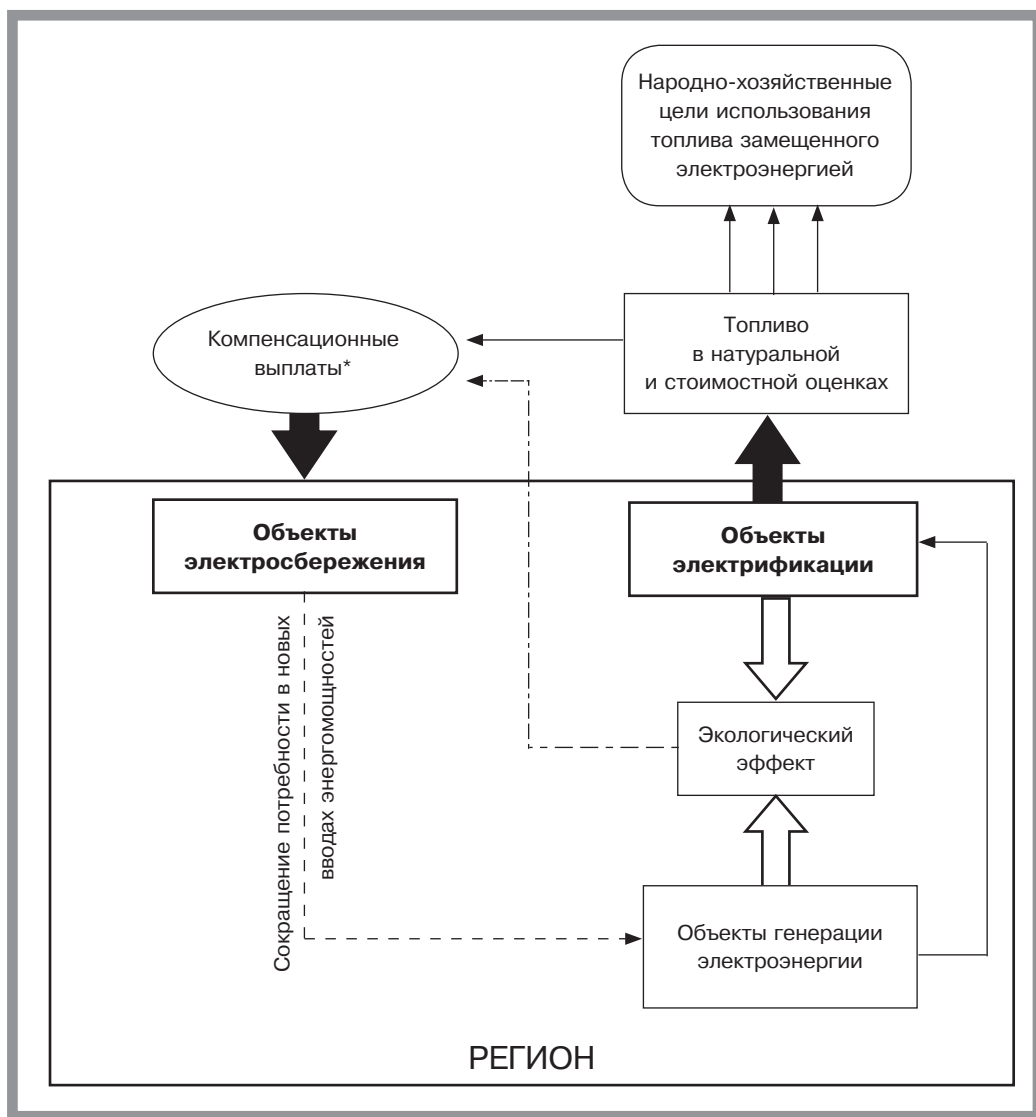


Рис. 1.12.
Принципиальная
схема
энергетических,
экологических и
экономических
связей в системе
электрификации
региона,
располагающего
достаточными
генерирующими
и сетевыми
мощностями

В качестве заключения отметим, что электрификация как процесс взаимодействия потребителей и поставщиков электроэнергии генерирует разнонаправленные экологические результаты. Если на стадии конечного использования электроэнергии – абсолютно экологически чистый энергоноситель, то следствием ее производства являются дополнительные экологические нагрузки в данном регионе. Отсюда необходимо обратить особое внимание на обеспечение экологической эффективности развивающейся (в процессе электрификации) электроэнергетики, особенно в области выработки электроэнергии на электростанциях (табл. 1.9).

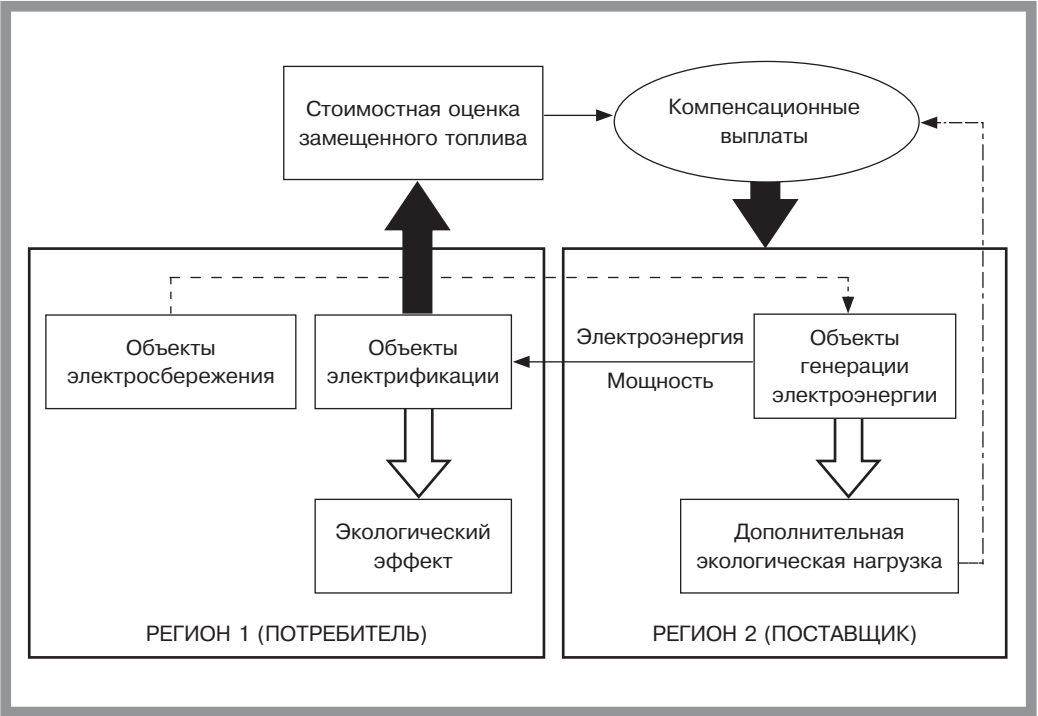


Рис. 1.13. Принципиальная схема энергетических, экологических и экономических связей между регионом-потребителем с дефицитом энергетических мощностей (получателем экологического эффекта) и регионом-поставщиком, испытывающим дополнительные экологические нагрузки

Таблица 1.9

ВЛИЯНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ НАГРУЗОК РЕГИОНА НА ПРОЦЕСС ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

Вклад в атмосферное загрязнение региона		Примеры решений в сфере электропотребления
Промышленность	Электроэнергетика	
Высокий (30 % и более)	Высокий (15–20 %)	– Развитие электротермии со средней электроемкостью и минимальным электротопливным коэффициентом; – Повышение энергоэффективности и рационализация электрических нагрузок
Низкий (10 % и менее)	Низкий (менее 10 %)	– Развитие электротехнологий с безальтернативным энергоносителем с высокой электроемкостью и пониженными требованиями к электротопливному коэффициенту
Высокий	Низкий	– Развитие электротермии с высокой электроемкостью
Низкий	Высокий	– Повышение энергоэффективности и рационализация электрических нагрузок; – Развитие малоэлектроемких технологий при минимальном электроемком коэффициенте

2. УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ НА ЭНЕРГИЮ

2.1. РАЗНОВИДНОСТИ ПРОГРАММ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

Спрос на электроэнергию формируется под влиянием сложных взаимосвязей между условиями и темпами развития экономики и ТЭК, объективно существующих тенденций и различных факторов (инфраструктура энергетических рынков; эффективность технологий производства электроэнергии; уровень и «прозрачность» тарифов на электрическую энергию, гибкость тарифного меню; степень развития распределенной генерации [1, 37]). В этой связи сущность управления спросом заключается в целенаправленном и планомерном воздействии энергокомпании на объемы, структуру и режимы энергопотребления в обслуживаемом регионе¹⁶.

¹⁶ Речь идет о компаниях, работающих на розничных рынках электроэнергии и тепла: интегрированных, ТТК, сетевых.

Важно, что при этом повышение эффективности использования энергии и развитие генерирующих (сетевых) мощностей компании рассматриваются как взаимодополняющие способы энергообеспечения потребителей. Сэкономленная энергия выступает в качестве дополнительного ресурса, замещающего выработку (передачу) на новых установках. В результате активного воздействия на формирование спроса на энергию и мощность энергетическая компания получает возможность обеспечить дополнительные энергетические потребности в любом секторе своего региона с минимальными издержками. В такой постановке управление спросом осуществляется в рамках специфического подхода к планированию развития энергосистем — методом интегрированного планирования энергетических ресурсов. В его основу положен принцип согласования интересов энергокомпании, потребителей и региона (долгосрочных общественных интересов).

За рубежом предпосылкой к созданию программ управления спросом (ПУС) стал энергетический кризис 1973 и 1979 гг., повлекший за собой рост цен и дефицит первичных ресурсов, а следовательно, и повышение цен на электроэнергию. В США в 1978 г. был принят закон о национальной политике энергосбережения, с помощью которого разработан комплекс мер, получивший название Demand-Side Management (DSM). К середине 1980-х гг. программы управления спросом использовались на большинстве территорий этой страны, что позволило снизить потребность в строительстве новых линий электропередачи. В 1993 г. Международное энергетическое агентство (МЭА) стимулировало начало международной программы по развитию и продвижению DSM-технологий.

Мотивация энергокомпаний к управлению спросом формируется посредством как внешних факторов, так и целенаправленного стимулирования со стороны региональных регулирующих органов.

В числе внешних факторов наиболее важными стимулами в современных условиях являются:

- растущие затраты на сооружение и эксплуатацию новых энергоисточников и сетей;
- неопределенность будущего спроса на энергию;
- усиление конкуренции со стороны независимых (внесистемных) источников электроэнергии;
- регулирование тарифов на энергию.

Вместе с тем имеются такие важные предпосылки, как наличие значительного потенциала энергосбережения в различных секторах народного хозяйства и относительно низкие затраты и сроки окупаемости инвестиций в повышение эффективности энергоиспользования. Так, сэкономленный киловатт-час электроэнергии в среднем стоит в 3 раза дешевле, чем произведенный. Следует подчеркнуть, что столь существенный разрыв в эффективности инвестиций в производство и энергосбережение делает вложение средств в экономию энергии для энергокомпаний более привлекательным, чем для самих потребителей, ориентирующихся на предельно низкие сроки окупаемости (1–2 года).

Система управления спросом помимо управляющего субъекта – региональной энергокомпаний – включает формы, способы, средства и объекты управления. Эффективность функционирования такой системы должна оцениваться по конечным результатам, различающимся для энергокомпаний, потребителей энергии и региона в целом (рис. 2.1).

Ожидаемые результаты деятельности по управлению спросом можно распределить по субъектам интересов следующим образом.

Энергокомпания:

- экономия затрат на сооружение и эксплуатацию генерирующих и сетевых мощностей;
- расширение рынка и повышение устойчивости финансовых результатов в долгосрочной перспективе;
- создание привлекательного имиджа компании в регионе.

Потребители энергии:

- повышение надежности и качества энергоснабжения;
- более низкие и стабильные тарифы на электроэнергию и тепло;
- снижение энергоемкости продукции, услуг и повышение уровня электрификации при относительно меньших затратах.

Регион (долгосрочные общественные интересы):

- более надежное энергообеспечение экономического роста;

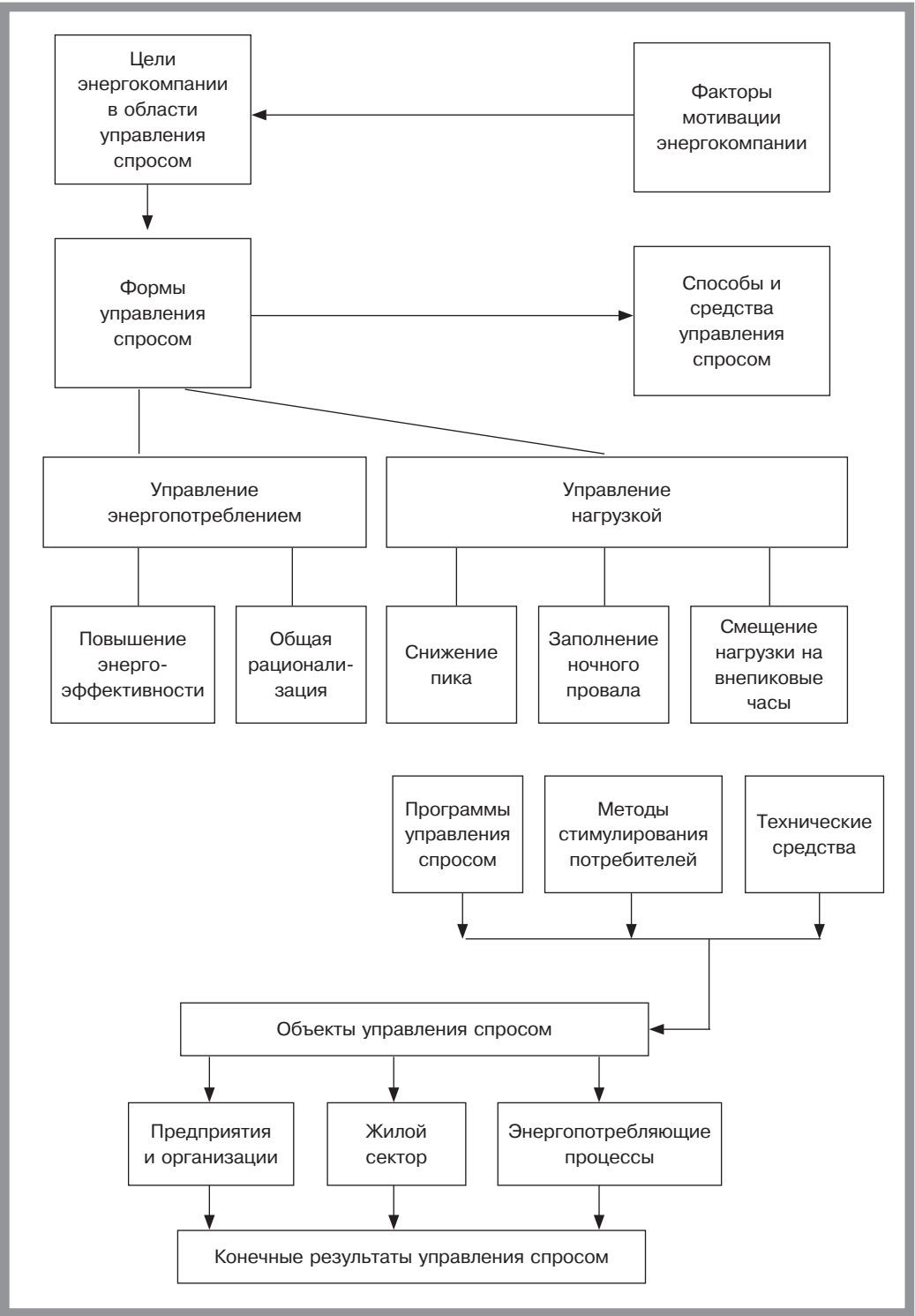


Рис. 2.1. Схема управления спросом на электроэнергию и мощность в региональной энергокомпании

- повышение уровня энергетической независимости;
- социально-экономический эффект электрификации и теплофикации народного хозяйства;
- улучшение экологической обстановки.

Однако в условиях работы отечественных и зарубежных энергокомпаний существуют определенные различия, которые необходимо учитывать при разработке систем управления спросом.

1. Большинство зарубежных энергокомпаний при разработке программ управления спросом делает акцент только на снижение пика электрической нагрузки и общую экономию электрической энергии.

Между тем в регионах РФ имеются существенные резервы повышения уровня электрификации, которые должны будут реализовываться по мере повышения темпов экономического роста и в ходе технологической модернизации производства. Это тот случай, когда процессы электрификации и электросбережения необходимо рассматривать в рамках единой системы управления спросом.

2. В программах западных компаний значительное место отводится экономии электроэнергии в жилом секторе. В связи с низкой насыщенностью быта электроприборами эта проблема для нас пока не столь актуальна. В вопросах рационального использования электроэнергии приоритет должен быть отдан промышленным предприятиям.

Программы управления спросом на энергию и мощность являются основным инструментом непосредственного воздействия энергокомпаний на потребителей. Формирование набора таких программ определяется целями, преследуемыми энергокомпаниями и потребителями. В зависимости от целей применяются следующие формы управления спросом на электроэнергию (рис. 2.2).

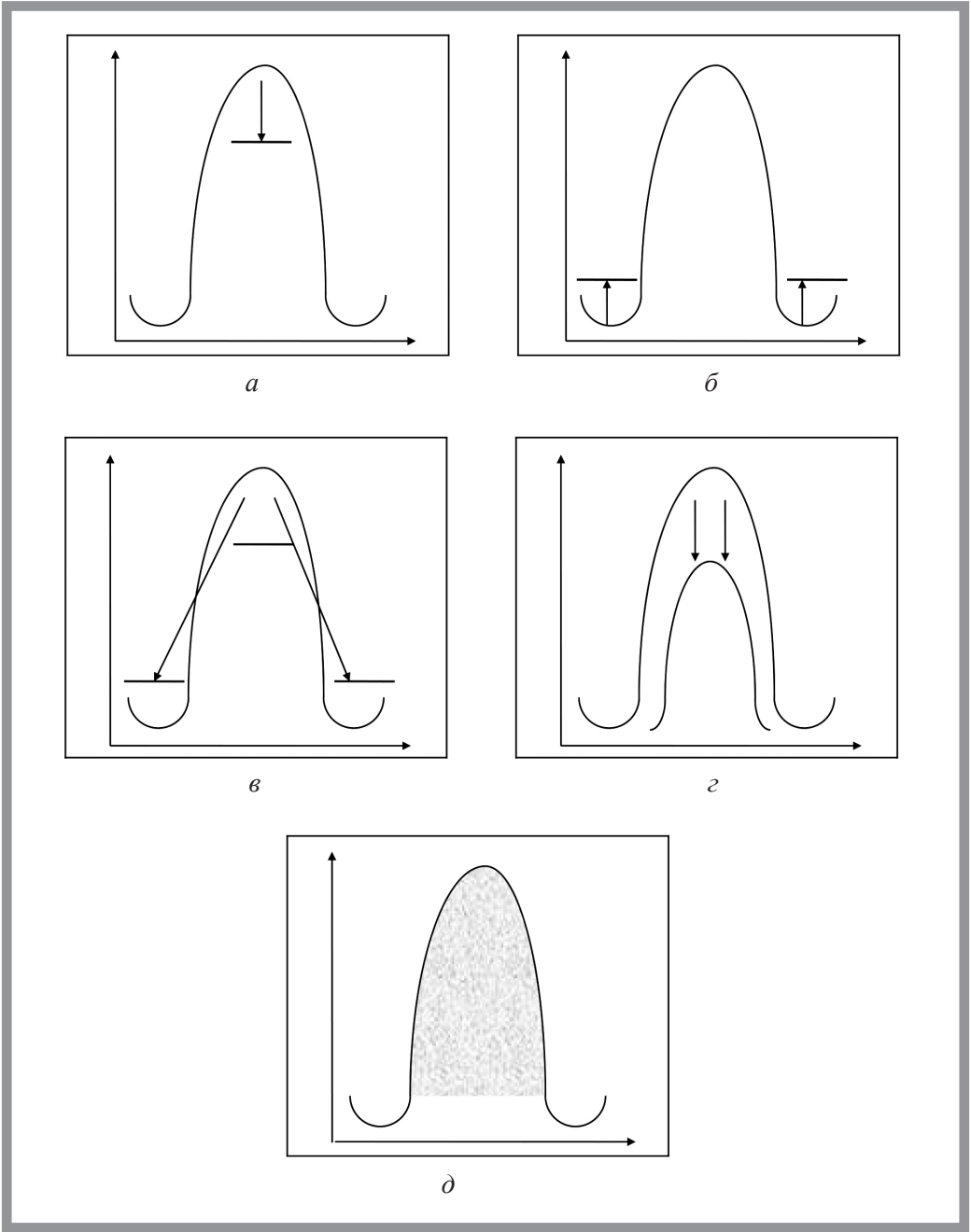
Снижение пика (рис. 2.2, а) – классическая форма управления нагрузкой. Обычно она реализуется путем прямого регулирования питания энергопотребляющего оборудования. Этот способ может осуществляться, например, только в дни наиболее вероятного системного пика в целях уменьшения потребности в собственных или закупаемых на стороне пиковых мощностях. Вместе с тем данную форму управления спросом можно применять также для сокращения использования дорогих и дефицитных видов топлива.

Заполнение провала (рис. 2.2, б) часто применяется для снижения средней цены на энергию, если дополнительные затраты на прирост выработки в период спада нагрузки оказываются ниже средних затрат на производство энергии. Распространенным способом реализации этой цели является внедрение различных аккумуляционных систем теплоэлектроснабжения, подключаемых к энергосистеме в часы ночного провала нагрузки. Одновременно обычно вводятся пониженные ставки тарифа за потребление в ночные часы.

Рис. 2.2. Формы управления спросом на электроэнергию

Смещение нагрузки (рис. 2.2, в) осуществляется путем сдвига с пикового на внепиковое время. Выравнивание графика нагрузки также стимулируется тарифами на электроэнергию со ставками, дифференцированными по зонам суток.

Общее энергосбережение (рис. 2.2, г) обеспечивается с помощью программ, нацеленных на рационализацию технологических процессов на стадии конечного потребления:



повышение КПД энергопотребляющего оборудования, улучшение теплоизоляционных характеристик зданий и сооружений и др. Результаты оцениваются по сокращению объема продаж энергии и уменьшению площади графика нагрузки энергосистемы.

Применение гибкого графика нагрузки (рис. 2.2, д) основано на прерывании (в определенных пределах) электроснабжения. Особенность метода состоит в том, что потребители в обмен на финансовые стимулы (скидки с тарифов) добровольно соглашались снизить свои требования к качеству энергетических услуг. При этом у потребителя устанавливается специальное оборудование для индивидуального регулирования нагрузки, например, периодического отключения кондиционеров или снижения температуры в производственных зданиях в нерабочие дни в зимнее время. При использовании тарифов, предусматривающих перерывы в электроснабжении, абоненты могут выбирать частоту перерывов в течение месяца или года, максимальную продолжительность одного перерыва, величину недоотпуска мощности на один перерыв. Этот метод также можно использовать для поддержания надежности электроснабжения при дефиците мощностей.

2.2. МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ – УЧАСТНИКОВ ПРОГРАММ

Зарубежные энергокомпании используют различные формы и методы стимулирования повышения эффективности энергоиспользования и участия потребителей в региональных программах экономии электроэнергии и управления спросом.

Скидки с цен на энергоэффективное оборудование. Предлагаются энергокомпаниями как покупателям, так и поставщикам энергоэффективные устройства в целях создания рыночного спроса и предложения. В результате розничная цена и срок окупаемости инвестиций в новое оборудование для потребителя уменьшается до приемлемого уровня. Ценовые скидки рассчитываются на основе сопоставления затрат в оборудование и экономии энергии; они зависят от энергоэкономических характеристик соответствующего оборудования.

Прямые инвестиции. Включают стоимость оборудования, установленного у потребителей, в т. ч. безвозмездно, например, средства учета и регулирования энергопотребления, электродвигатели с повышенным КПД, энергоэффективные осветительные приборы и др.

Скидки с тарифов на электроэнергию. Применяются в программах диспетчерского управления нагрузкой и развития аккумуляционных систем теплоснабжения в виде скидок по счетам на оплату электроэнергии. Скидки по счетам включаются в годовые затраты программы и учитываются при определении ее эффективности.

Дифференцированные тарифы на электроэнергию. Для управления энергоэффективностью могут использоваться и различные модели дифференцированных тарифов. Однако если их применение будет носить всеобщий и обязательный характер (вне конкретных программ и эксклюзивных контрактов), то результативность такого стимулирования сомнительна. Основная причина – различная и весьма неопределенная реакция отдельных потребителей на стимулирующие воздействия ценового фактора. Тем не менее эту реакцию необходимо изучать и прогнозировать.

Финансирование (потребительские ссуды). Эта разновидность льгот предоставляется потребителям энергокомпаниями сразу по нескольким программам. Так как ссуды погашаются потребителями, то в бюджете программы эта статья указывается отдельно от других расходов.

Премии участникам программ. Единовременные вознаграждения выплачиваются потребителям за подписание и продление договора на участие в программах управления спросом. Премии относятся к капитальным затратам бюджета программы.

Вознаграждение за выполнение программы. Эти выплаты производятся энергокомпанией участникам программы на основе фактически полученного эффекта от мер по рационализации энергопотребления. В зависимости от вида программы указанные вознаграждения могут быть отнесены как на эксплуатационные, так и на капитальные затраты бюджета программы.

Помимо рассмотренных выше, могут применяться и другие стимулирующие меры. Например, можно практиковать скидки с тарифов для потребителей, улучшающих действующие стандарты энергетической эффективности. Получают различные финансовые льготы потребители, которые снимают с эксплуатации неэффективное оборудование или заказывают и устанавливают энергоэкономичные агрегаты. Для новых потребителей энергокомпания может устанавливать плату за подключение в зависимости от энергоэффективности объекта. Эти средства в дальнейшем используются при оплате скидок для более экономичных потребителей.

В качестве примера на рис. 2.3 показаны основные мотивационные механизмы, действующие в настоящее время в Дании, Германии и Великобритании в рамках реализации ПУС.

Рассмотрим один из наиболее популярных методов стимулирования потребителей – дифференциацию тарифов на электроэнергию по группам (категориям) потребителей, которая традиционно отражает различия в стоимости производства, передачи и сбыта энергии и должна осуществляться из следующих критериев:

- величина присоединенной (заявленной) мощности;
- режим использования мощности (годовое число часов использования заявленной мощности);
- категория надежности электроснабжения;

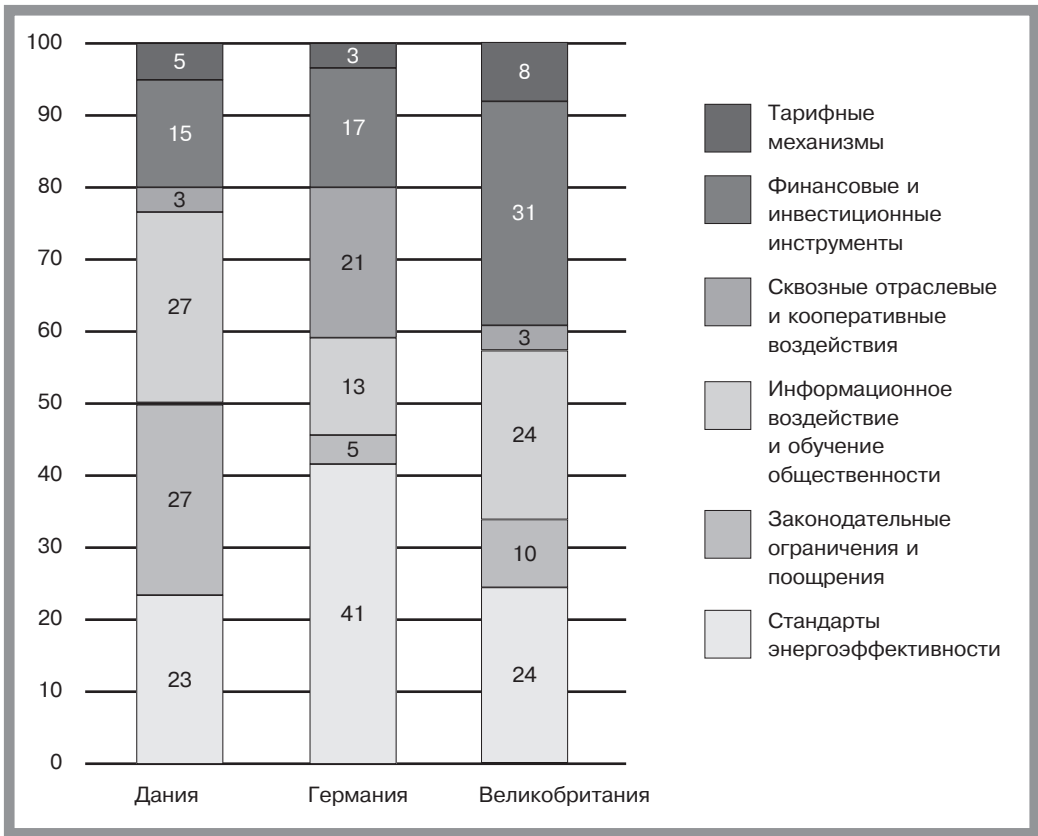


Рис. 2.3. Методы стимулирования участников ПУС, % [21]

- уровень напряжения электрической сети.

Как известно, тарифы на электроэнергию, поставляемую потребителям, представляют собой сумму стоимостей:

- единицы электрической энергии (мощности), отпущенной с шин электростанций-производителей;
- услуг по передаче единицы электрической энергии (мощности) и иных услуг, оказание которых связано с поставкой энергии (сбытовая деятельность, оперативно-диспетчерское управление и др.).

Однако в целях управления спросом слагаемых может быть больше. Например, в ряде стран действует практика включения в тариф надбавки за предоставление определенных услуг (плата за сервис), «административные» надбавки и т. д. Это делается в целях аккумулирования средств для их дальнейшего инвестирования в энергоэффективность.

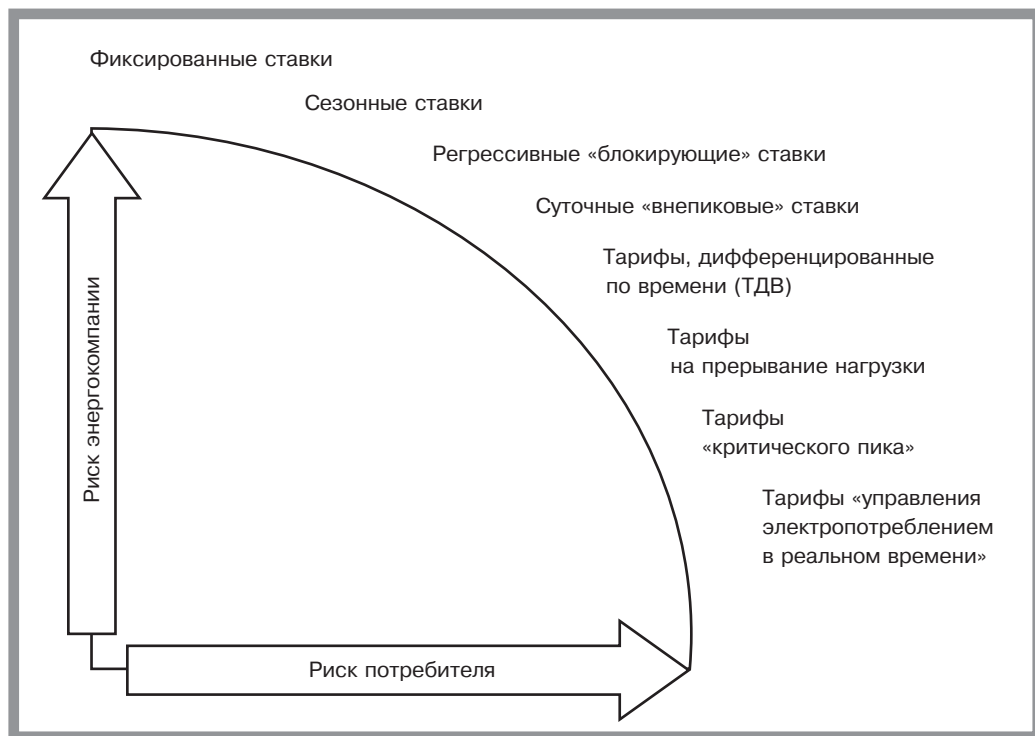
Дифференцированные тарифы вводятся для потребителей, согласных на перерывы в электроснабжении в периоды пикового спроса в обмен на финансовые стимулы – определенные скидки на оплату мощности. Размер скидки зависит от количества отключений в расчетном периоде, их продолжительности и величины недоотпуска энергии (мощности) на одно отключение. Указанные параметры потребитель выбирает сам из предлагае-

мого энергокомпанией «меню». Дифференцированные тарифы применяются также для снижения системных затрат энергопредприятий.

В мировой практике распространены следующие типы дифференцированных тарифов.

- **Тарифы, дифференцированные по времени (ТДВ).** Метод предполагает применение различных ставок тарифов в зависимости от времени суток, более высоких в пиковые часы и более низких в периоды спада нагрузки. Простейший ТДВ имеет два ценовых периода – пик нагрузки и провал нагрузки.
- **Тарифы «критического пика» (ТКП).** Жесткий тариф, ставка которого намного выше применяемой в пике в случае ТДВ. Отличие от ТДВ состоит в том, что ТКП применяются в течение достаточно долгого периода. Срок применения ТКП не определен заранее, а регулируется показателями экономии электроэнергии, которые отслеживаются интерактивно. Разновидностью ТКП являются тарифы «критического пика в экстремальные дни» (ЭД-ТКП), действующие для потребителя в эти дни круглосуточно.
- **Тарифы «управления электропотреблением в реальном времени» (ТРВ).** Ставки дифференцированы по часам в течение всего года, при этом в течение года ставки могут меняться. Потребителей уведомляют об изменениях по принципу «на сутки вперед» или «на час вперед».

Рис. 2.4.
Рыночные риски
в зависимости от
типа применяемого
тарифа



Применение различных тарифов по-разному сказывается на степени экономического риска, который несут потребители энергоресурсов и энергокомпаний. Например, с точки зрения потребителя, наименее рискованными являются традиционные фиксированные тарифы, поскольку их ставка не зависит ни от количества потребленной электроэнергии, ни от времени потребления. Наоборот, такой тариф максимально неудобен для энергокомпаний, так как она в убыток производит электроэнергию в пиковые часы. На рис. 2.4 показана зависимость риска субъектов энергорынка от типов применяемых тарифов.

Тарифы, дифференцированные по времени, получили наибольшее распространение в развитых странах среди других типов динамических тарифов. Французская компания Electricite de France (EDF) – наиболее яркий пример энергетического предприятия, внедрившего ТДВ. Треть населения, проживающего на обслуживаемой предприятием территории, а это 10 млн человек, применяют ТДВ. Впервые ТДВ были презентованы частным потребителям в 1965 г., причем к таким тарифам можно было перейти на добровольной основе. Промышленные предприятия начали переходить на ТДВ еще в 1956 г.

В Калифорнии ТДВ стали обязательными к применению для всех потребителей с установленной мощностью свыше 500 кВт с 1978 г. Это стало частью государственной политики, поставившей управление спросом на электроэнергию в приоритет после энергетического кризиса 70-х гг. ТДВ и сейчас обязательны к применению в ряде штатов. Следует отметить, что ставки тарифов могут различаться в зависимости от территории.

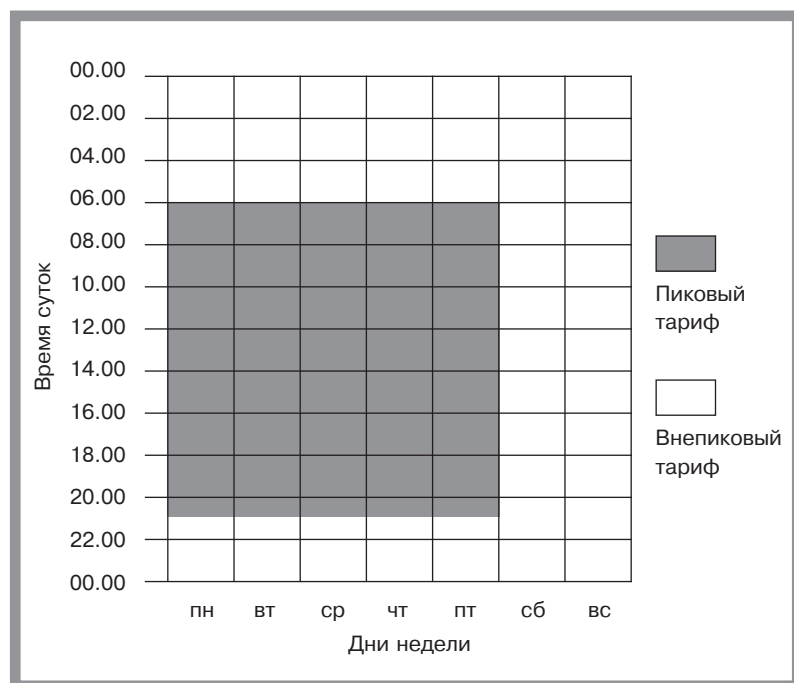


Рис. 2.5.
Простейшая
модель ТДВ

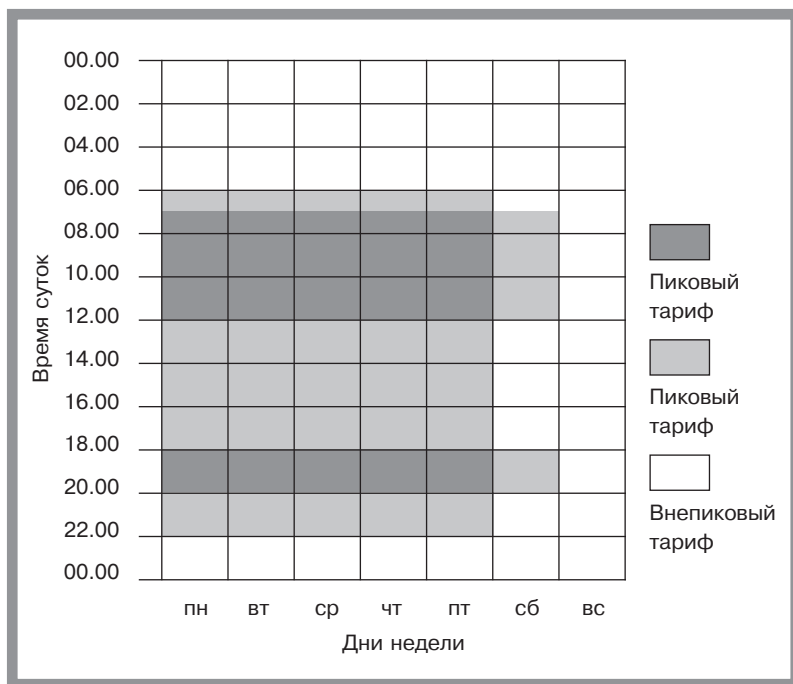


Рис. 2.6.
Комплексная
модель ТДВ

Простейшая модель ТДВ «состоит» из двух временных периодов. Пример такой модели показан на рис. 2.5. Комплексные модели ТДВ обычно включают основной период пика нагрузки, один или несколько вспомогательных периодов пика (так называемое «плечо» пика) и внепиковые периоды. Пример такой модели приведен на рис. 2.6.

2.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОГРАММ ПО УПРАВЛЕНИЮ СПРОСОМ

Общий методический принцип, который применяется при расчете экономической эффективности энергосберегающих программ управления спросом, заключается в сопоставлении предполагаемой экономии энергии и мощности (в денежном выражении) с полными затратами на разработку и реализацию данной программы.

Денежная оценка энергосберегающего эффекта рассматривается в качестве предотвращенных (устраненных) затрат на сооружение и эксплуатацию новых энергогенерирующих установок, т. е. определяется по альтернативной стоимости производства электроэнергии. В качестве замещаемых установок рекомендуется принимать наиболее экономичные по условиям данного региона; например, часто рассматривают варианты установок НВИЭ и сжигания природного газа.

Затраты на программу включают все необходимые капитальные и текущие (эксплуатационные) расходы, в том числе

скидки с цен и тарифов, за исключением годовых издержек по обслуживанию инвестиций предыдущих лет.

Эффект и затраты по программам следует определять за весь срок службы энергоэффективного оборудования или период действия мер по управлению спросом. Это осуществляется обычно с помощью известных методов дисконтирования финансовых показателей эффективности.

Программа считается экономически обоснованной, если отношение ожидаемого дисконтированного эффекта к дисконтированным затратам превышает единицу. Соответственно, критерием отбора конкурирующих программ и проектов служит максимум этого соотношения.

В настоящее время в США для оценки эффективности ПУС используют пять ключевых методов. Все эти методы были разработаны в Калифорнии в 1980-х гг.¹⁷ Все методы основаны на фундаментальном подходе – соотношении доходов и расходов в ходе реализации конкретных проектов в рамках ПУС.

Каждый метод предоставляет свою специфичную информацию о результатах внедрения программ по энергоэффективности (табл. 2.1). Каждый метод отражает точку зрения одной из заинтересованных сторон. Вместе же несколько методов дают возможность комплексно подойти к ответу на следующие вопросы: эффективна ли программа в целом? Сбалансирована ли она? Повышены ли (или занижены) расходы и доходы? Каково влияние на показатели организации? Какие изменения необходимы для лучшего соответствия целям программы?

Совокупные результаты оценки по всем пяти методам дают более полную картину, нежели результаты использования любого из методов по отдельности. TRC и SCT методы помогают ответить на вопрос: является ли в целом энергоэффективность экономически целесообразной. PCT, PACT и RIM методы помогают понять, уравновешены ли благодаря выбранным мерам и структуре программы интересы ее участников, энергокомпаний и других субъектов. Результаты применения всех методов оценки экономической эффективности помогают верно охарактеризовать ПУС с тем, чтобы оценить, являются ли конкретные мероприятия слишком дорогостоящими и какие поправки стоит внести, чтобы улучшить распределение доходов и расходов между заинтересованными сторонами.

Основные категории доходов и расходов являются едиными для всех регионов и областей применения. Однако некоторые специфические категории могут отличаться в зависимости от региона, рыночной структуры и типов энергокомпаний. Перечень доходов и расходов, включенных в оценку по каждому методу, представлен в табл. 2.2 и 2.3.

¹⁷ Калифорнийский подход к анализу эффективности программ управления спросом был впервые предложен в феврале 1983 г. Позднее он был пересмотрен, а затем обновлен в 1987–1988 гг. и 2001 г.; новейшая корректирующая поправка была выпущена в 2007 г.

Таблица 2.1

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПУС

Метод	Сокращенное название	Фокусировка	Характеристика метода
Оценка затрат с точки зрения участника проекта	PCT	Извлекут ли участники заданную норму прибыли?	Сравнение доходов и расходов заказчика, устанавливающего норму прибыли
Оценка затрат с точки зрения управляющего проектом	PACT	Будут ли расти счета за коммунальные услуги?	Определение доли расходов по управлению проектом
Оценка воздействия на налогоплательщиков	RIM	Будут ли расти тарифы на услуги?	Сравнение доли расходов по управлению проектом и снижению показателей счетов за коммунальные услуги
Оценка полных затрат ресурсов	TRC	Будут ли снижены общие затраты на энергоснабжение на обслуживаемой территории?	Сравнение доли расходов по управлению проектом и затрат клиентов в экономии ресурсов
Оценка социального воздействия	SCT	Полезна ли программа для региона и государства в целом?	Сравнение расходов общества на программу по повышению энерго-эффективности с экономией ресурсов и неденежными выгодами и затратами

Таблица 2.2

СПИСОК ДОХОДОВ И РАСХОДОВ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В РАСЧЕТ ПО КАЖДОМУ МЕТОДУ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Метод	Доходы	Расходы
PCT	Доходы и расходы с точки зрения заказчика	
	<ul style="list-style-type: none">• Стимулирующие выплаты• Экономия по платежам• Налоговые льготы и возмещения	<ul style="list-style-type: none">• Дополнительные затраты на оборудование и его установку
PACT	Полезность для правительственных органов и третьих лиц	
	<ul style="list-style-type: none">• Потенциальные затраты на строительство новых мощностей, которые можно избежать с помощью внедрения программы (отложенные инвестиции)	<ul style="list-style-type: none">• Накладные расходы программы• Стимулирующие выплаты со стороны энергокомпании, внедряющей программу• Затраты на установку энерго-сберегающего оборудования
RIM	Влияние программы на не участвующих непосредственно в программе налогоплательщиков (в целом)	
	<ul style="list-style-type: none">• Потенциальные затраты на строительство новых мощностей, которые можно избежать с помощью внедрения программы (отложенные инвестиции)	<ul style="list-style-type: none">• Накладные расходы программы• Стимулирующие выплаты со стороны энергоснабжающей компании, внедряющей программу• Затраты на установку энерго-сберегающего оборудования• Потери доходов вследствие уменьшения счетов за электроэнергию

Продолжение таблицы 2.2

Метод	Доходы	Расходы
TRC	Доходы и расходы с точки зрения всех потребителей коммунальных услуг (участвующих и не участвующих) на обслуживаемой территории	
	<ul style="list-style-type: none"> • Потенциальные затраты на строительство новых мощностей, которые можно избежать с помощью внедрения программы (отложенные инвестиции) • Дополнительные сбережения ресурсов (т. е. газа и воды) • Переведенные в денежный эквивалент экологические и неэнергетические выгоды • Получаемые налоговые льготы 	<ul style="list-style-type: none"> • Накладные расходы программы • Расходы на внедрение программы • Затраты на дополнительные мероприятия (независимо от того, оплачиваются ли они конечным потребителем или энергокомпанией)
SCT	Затраты и выгоды для всей обслуживаемой территории, региона или страны в целом	
	<ul style="list-style-type: none"> • Потенциальные затраты на строительство новых мощностей, которые можно избежать с помощью внедрения программы (отложенные инвестиции) • Дополнительные сбережения ресурсов (т. е. газа и воды) • Неденежные выгоды (например, более чистый воздух) 	<ul style="list-style-type: none"> • Накладные расходы программы • Расходы на внедрение программы • Затраты на дополнительные мероприятия (независимо от того, оплачиваются ли они конечным потребителем или энергокомпанией)

Таблица 2.3

СООТНЕСЕНИЕ ДОХОДОВ И РАСХОДОВ, ВКЛЮЧАЕМЫХ В РАСЧЕТ
ПО КАЖДОМУ МЕТОДУ

Элемент	PCT	PACT	RIM	TRC	SCT
Отложенные инвестиции		Доходы	Доходы	Доходы	Доходы
Дополнительные сбережения ресурсов				Доходы	Доходы
Нематериальные выгоды					Доходы
Затраты на оборудование и его установку	Расходы			Расходы	
Накладные расходы		Расходы	Расходы	Расходы	Расходы
Стимулирующие выплаты	Доходы	Расходы	Расходы		
Экономия на платежах	Доходы		Расходы		

Пример. Программа управления спросом компании Edison (Южная Калифорния) заключается в предоставлении ряда стимулов для повышения энергоэффективности осветительных и бытовых приборов (за исключением климат-контроля). Внедрение ПУС привело к следующим расходам:

- 3,5 млн долл. – управление программой и маркетинг;
- 15,5 млн долл. – стимулирование клиентов, внедрение программы и суммарные исходящие платежи;
- 41,1 млн долл. – расходы на установку оборудования для клиентов (до стимулирующих выплат).

Сокращение потребления энергии, достигнутое в результате реализации программы, привело к следующим результатам:

- снижение издержек энергоснабжающих организаций на 188 млн долл.;
- 278 млн долл., сэкономленных клиентами;
- снижение выбросов оксидов азота NO_x , PM_{10} и углекислого газа CO_2 .

Доходы и расходы от реализации ПУС представлены в табл. 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4

ДОХОДЫ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПУС

Учитываемая чистая прибыль		
Снижение потребления:	Ед.	\$
энергия (МВт · ч)	2 795 290	187 904 906
пиковая нагрузка (кВт)	55 067	–
Общая экономия ресурсов		187 904 906
Экономия участников на платежах		278 187 587
Сокращение выбросов:	Тонны:	
NO_x	421 633	
PM_{10}	203 065	
CO_2	1 576 374	

Результаты каждого из пяти методов оценки экономической эффективности представлены в табл. 2.6. Первоначальная оценка говорит о том, что программа компании Edison является крайне привлекательной для участников (показатель РСТ), энергобытовых компаний (показатель РАСТ), а также региона в целом (показатель TRC). Программа позволит снизить средние расходы на электроэнергию, а показатель RIM ниже 1 означает, что в перспективе произойдет повышение тарифов для потребителей.

Расчет показателя РСТ. РСТ-метод оценивает доходы и расходы с точки зрения заказчика, устанавливающего норму прибыли. В целом клиенты получили доходы в размере 294 млн долл. (полученных в виде стимулирующих выплат от энергокомпаний, а также сэкономленных за счет сокращения объемов использо-

Таблица 2.5

РАСХОДЫ НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПУС

Учитываемые расходы, \$	
Накладные расходы:	
управление программой	898 548
маркетинг и информационная поддержка	559 503
учет, обработка и оформление выплат	1 044 539
другие	992 029
ИТОГО по управлению программой	3 494 619
Программа стимулирования:	
выплаты и льготы	1 269 393
прямые затраты на монтаж оборудования	564 027
платежи вышестоящим органам	13 624 460
ИТОГО стимулирование	15 457 880
ИТОГО затраты программы	18 952 499
Чистые затраты на оборудование и установку	41 102 993

Таблица 2.6

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПУС

Метод	Расходы (млн долл.)	Доходы (млн долл.)	Значение показателя	Интерпретация
PCT	41	294	7,14	Экономия по выплатам более чем в семь раз превосходит клиентские затраты
PACT	19	188	9,91	Стоимость сэкономленной энергии почти в 10 раз больше объема затрат на ПУС
RIM	297	188	0,63	Сокращение доходов и затраты по программе больше, чем экономия организаций, обеспечивающих доведение электроэнергии до конечных потребителей
TRC	45	188	4,21	В целом суммарные доходы в четыре раза превышают суммарные расходы
SCT	45	188	4,21	Аналогично показателю TRC, так как никакая дополнительная выгода не может быть учтена на уровне штата

вания электроэнергии). Дополнительные расходы клиентов составили 41 млн долл. Это дает общую чистую прибыль в размере 252 млн долл., а соотношение доходов и расходов составит коэффициент 7.14. PCT показывает, что клиентские сбережения в семь раз превосходят их затраты, то есть программа является экономически эффективной для ее участников (табл. 2.7).

Таблица 2.7

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЯ РСТ

Показатель	Доходы	Расходы
Накладные расходы программы	–	–
Стимулирующие выплаты	15 457 880	–
Расходы на учет энергии	–	41 102 993
Экономия энергии	–	–
Экономия на коммунальных платежах	278 187 587	–
Уменьшение выбросов (в денежном выражении)	–	–
Не энергетические выгоды	–	–
ИТОГО	293 645 466	41 102 993
Чистая прибыль	252 542 473	
Коэффициент РСТ	7,14	

Расчет показателя РАСТ. Метод РАСТ подсчитывает доходы и расходы от ПУС с точки зрения непосредственно компании, которая ее внедряет. Компания Edison благодаря этой программе смогла снизить затраты энергии (экономия в денежном эквиваленте 188 млн долл.). Накладные расходы и стимулирующие выплаты компании составили 19 млн долл. Эти цифры дают общую чистую прибыль в размере 169 млн долл. и отношение доходов к расходам – 9,91. Результат оценки методом РАСТ показывает, что стоимость сэкономленного ресурса (электроэнергии) почти в 10 раз больше, чем стоимость программы, следовательно, программа высокоэффективна (табл. 2.8).

Таблица 2.8

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЯ РСТ

Показатель	Доходы	Расходы
Накладные расходы программы	–	3 494 619
Стимулирующие выплаты	–	15 457 880
Расходы на учет энергии	–	–
Экономия энергии	187 904 906	–
Экономия на коммунальных платежах	–	–
Уменьшение выбросов (в денежном выражении)	–	–
Не энергетические выгоды	–	–
ИТОГО	187 904 906	18 952 499
Чистая прибыль	168 952 407	
Коэффициент РАСТ	9,91	

Расчет показателя RIM. Метод RIM рассматривает потенциальное воздействие программы энергоэффективности на тарифы в целом. Чистые доходы складываются из экономии энергии (так же, как в PACT) и включают накладные расходы и затраты на стимулирование, а также потери энергокомпаний из-за снижения объемов потребления электроэнергии (уменьшения суммы счетов за предоставленные услуги). В результате внедрения ПУС компания понесет убыток в размере 109 млн долл., а соотношение доходов и расходов составит 0,63 (табл. 2.9). Этот результат позволяет предположить, что при прочих равных условиях компания вынуждена будет повысить тарифы на свои услуги, чтобы не остаться в убытке. Однако в долгосрочной перспективе повышение энергоэффективности может привести к снижению потребности в наращивании потенциала энергосистемы, а это может привести как к повышению, так и понижению тарифов для тех, кто не участвовал в ПУС, в зависимости от уровня сокращения капитальных затрат. Таким образом, важно признать, что метод RIM позволяет изучить потенциальное воздействие на тарифы; отрицательный результат RIM не обязательно означает, что тарифы действительно будут увеличиваться.

Таблица 2.9

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЯ RIM

Показатель	Доходы	Расходы
Накладные расходы программы	—	3 494 619
Стимулирующие выплаты	—	15 457 880
Расходы на учет энергии	—	—
Экономия энергии	187 904 906	—
Экономия на коммунальных платежах	—	278 187 587
Уменьшение выбросов (в денежном выражении)	0	—
Не энергетические выгоды	—	—
ИТОГО	187 904 906	297 140 085
Чистая прибыль	(109 235 180)	
Коэффициент доходы/расходы	0,63	

Расчет показателя TRC. Показатель TRC отражает соотношение общих доходов и расходов для всех клиентов на территории, обслуживаемой энергокомпанией (участвующих и не участвующих в ПУС). Основное различие между методами TRC и PACT заключается в том, что в первый не включаются стимулирующие выплаты. Вместо этого TRC включает чистые затраты на учет энергии в размере 41 млн долл. Чистая прибыль в TRC — экономия на затратах на электроэнергию (188 млн долл.). В регионе суммарные доходы составят 143 млн долл., а отношение доходов к расходам составит 4,21. В Калифорнии

показатель TRC включает в себя также учет снижения вредных выбросов. Результат оценки по методу TRC показывает, что общие доходы в четыре раза превосходят совокупные расходы (показатель ниже, чем при оценке по методам РАСТ и РСТ, но все же в целом положителен, см. табл. 2.10).

Таблица 2.10

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЯ TRC

Показатель	Доходы	Расходы
Накладные расходы программы	–	3 494 619
Стимулирующие выплаты	–	–
Расходы на учет энергии	–	41 102 993
Экономия энергии	187 904 906	–
Экономия на коммунальных платежах	–	–
Уменьшение выбросов (в денежном выражении)	(включены в экономию энергии)	
Не энергетические выгоды	–	–
ИТОГО	187 904 906	44 597 612
Чистая прибыль	143 307 294	
Коэффициент доходы/расходы	4,21	

Расчет показателя SCT. В Калифорнии затраты, которых удалось избежать благодаря снижению вредных выбросов, включены при подсчете непосредственно в экономию энергии. И так как данная статья доходов включена в расчеты и по TRC-, и по SCT-методам, то их результаты совпадают (табл. 2.11).

Таблица 2.11

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЯ SCT

Показатель	Доходы	Расходы
Накладные расходы программы	–	3 494 619
Стимулирующие выплаты	–	–
Расходы на измерение	–	41 102 993
Экономия энергии	187 904 906	–
Экономия на коммунальных платежах	–	–
Уменьшение выбросов (в денежном выражении)	(включены в экономию энергии)	
Не энергетические выгоды	–	–
ИТОГО	187 904 906	44 597 612
Чистая прибыль	143 307 294	
Коэффициент доходы/расходы	4,21	

2.4. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

На данный момент в мире более 40 стран успешно применили инструментарий ПУС в целях роста энергосбережения, сокращения объемов нового строительства, улучшения экономичности и надежности управления энергосистемой и снижения экологической напряженности. Анализ внедрения ПУС показывает, что страны проходят примерно аналогичный путь в реализации концепции управления спросом, сталкиваясь с одинаковыми трудностями.

США являются лидерами в области накопленного опыта реализации ПУС. Первые ПУС в США были разработаны в начале 1980-х гг., когда управление спросом рассматривалось в качестве инвестиционного инструмента энергокомпаний. Энергетика и государство работали совместно: энергокомпании занимались разработкой и внедрением ПУС, в то время как правительственные органы оценивали их экономическую эффективность, закладывали программы в бюджет и разрабатывали финансовые стимулы для их реализации.

В США приняты законодательные акты, обязывающие энергокомпании разрабатывать и осуществлять программы управления спросом. В то же время органы, регулирующие электроэнергетику в отдельных штатах, стремятся усилить экономическую заинтересованность энергокомпаний, разрешая им получать достаточно привлекательную прибыль на капитал, вложенный в повышение энергоэффективности.

На протяжении с 1985 по 1995 г. более 500 энергокомпаний реализовали ПУС, что выражается в экономии 29 ГВт пиковой нагрузки. Средние удельные расходы на достижение этой величины составили всего 2–3 цента на киловатт-час, что намного ниже средней ставки тарифа. Подсчитано, что с 1977 г. экономический вклад реализованных ПУС в экономику США составил порядка 1 200 долл. на душу населения и позволил сократить выбросы вредных веществ от стационарных источников загрязнения почти на 40 %.

Как и во многих странах, в период реструктуризации энергетической отрасли в США ПУС проводились нерешительно, поскольку считается (хотя и ошибочно), что формирующиеся рыночные механизмы самостоятельно обеспечат выполнение задач по росту энергетической эффективности. С 1993 по 1997 г. инвестиции в энергоэффективные мероприятия, без учета программ по управлению нагрузкой, снизились с 1,6 млрд долл. в год до 900 млн. Однако к 2000 г. расходы на проведение ПУС выросли до 1,1 млрд долл. Столь значительный рост в первую очередь связан с осознанием энергокомпаниями ключевой роли ПУС в решении инвестиционных вопросов и обеспечения надежной работы энергосистемы.

Типичный набор программ управления спросом на электроэнергию, реализованный американскими энергокомпаниями в

1990-е гг., включал три основные целевые группы: управление нагрузкой, повышение энергоэффективности оборудования, комплексную рационализацию электропотребления. Внутри этих групп программы дифференцировались по отдельным потребительским секторам и видам энергопотребляющих процессов. В числе последних, в частности, выделялись системы теплоснабжения, вентиляции и кондиционирования воздуха, освещение, электродвигатели, холодильные установки.

Большое количество американских ПУС – это программы управления нагрузкой (load management), которые основаны на применении динамических тарифов. На рис. 2.7 показан эффект, который получила одна из энергетических компаний США (Florida Power and Light) после того, как ее крупнейшие коммерческие и промышленные потребители согласились снизить потребление электроэнергии в критические часы взамен на снижение тарифных ставок. 12 крупнейших коммерческих и промышленных потребителей, участвующих в программе управления нагрузкой компании Florida Power and Light, ощутили на себе существенное снижение энергопотребления в летний период. В 3 часа дня, например, потребление электроэнергии было ниже на 36 МВт, если сравнивать нагрузку с аналогичным временем суток до введения мероприятий по управлению спросом.

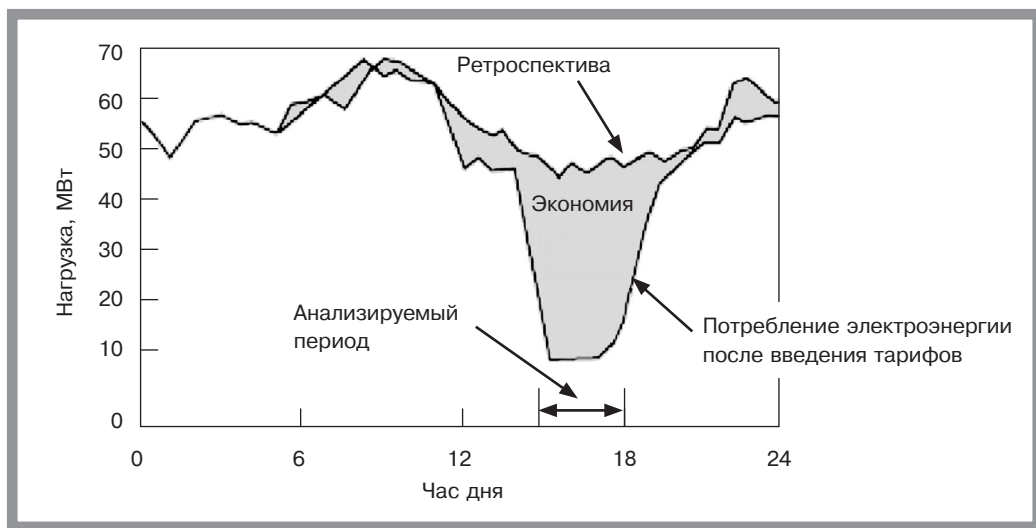


Рис. 2.7. Снижение нагрузки, вызванное программой компании Florida Power and Light

В последнее десятилетие набрали популярность так называемые программы трансформации рынка. Сущность данных ПУС заключается в попытках повлиять на действия подрядчиков, строителей, ритейлеров, дистрибьюторов и прочих производителей с целью обязать их использовать энергоэффективные технологии. Таким образом, вместо того, чтобы работать с каждым отдельным потребителем и предлагать скидку в 50 \$ каждому, кто купит холодильник с более эффек-

тивными энергетическими параметрами, можно заставить производителей не выпускать ничего, кроме энергоэффективной техники. Такими были действия группы из 25 энергокомпаний, запустившей программу по внедрению суперэффективных холодильников. Участники группы основали фонд в 30 млн долл. и инициировали своеобразное рыночное состязание, чтобы выявить производителя, способного разработать холодильник, минимум на 30 % эффективнее по энергетическим параметрам по сравнению с действующим стандартом 1993 г. Компания Whirlpool выиграла тендер, и ее новые энергоэффективные холодильники появились в магазинах на тех территориях, которые обслуживали энергокомпании, запустившие соревнование.

Активность проведения программ по управлению спросом в США дифференцирована по штатам. Большинство энергокомпаний, специализирующихся на данных программах, действуют на семи территориях – Калифорнии, Флориде, Массачусетсе, Северной Каролине, Нью-Йорке, Вашингтоне и Висконсине. Ведущие энергетические предприятия сконцентрированы на восточном и западном побережьях, а также на территории Среднего Запада. На юго-востоке энергокомпании Флориды – Duke Power и Georgia Power – являются лидерами в рассматриваемом сегменте бизнеса.

Например, муниципальная энергокомпания, действующая в округе Сакраменто (штат Калифорния), предложила своим потребителям 21 программу, в том числе: управление нагрузкой – 5; повышение эффективности оборудования – 3; рационализация в жилищном секторе – 5; рационализация в промышленном секторе и строительстве – соответственно 5 и 4. Потребители могли принять участие в одной или нескольких программах. Специалисты энергокомпаний обеспечивали заинтересованных потребителей всеми необходимыми услугами в области энергоаудита и консультирования по вопросам приобретения и установки энергосберегающего оборудования, включая методы экономического стимулирования участия в программе.

Каждая программа представляла собой документ, содержащий следующие основные разделы (примеры программ представлены в приложении):

- описание программы (цели, объекты и масштабы внедрения, технические средства);
- методы стимулирования потребителей;
- ожидаемая экономия энергии и мощности в плановом году;
- капитальные и эксплуатационные затраты (годовой бюджет программы);
- экономическая эффективность программы;
- перспективы расширения программы за счет новых участников.

Лидерство штата Калифорния в области энергоэффективности и реализации ПУС помогло существенно сгладить негативные экономические и экологические последствия, вызванные энергетическим кризисом 2000 г. В 2001 г. губернатором Калифорнии было принято решение об использовании технологий управления спросом, включая обучение общественности и финансовые льготы для поддержки программы по консервации энергоресурсов. В течение года потребители приобрели рекордное количество энергоэффективного оборудования, включая 100 000 холодильников (в 5 раз больше, чем в 2000 г.), и 4 млн компактных люминесцентных ламп. В результате Калифорнии удалось сократить энергопотребление на 6,7 % по сравнению с 2000 г., что позволило предотвратить рецидив энергетического кризиса. В табл. 2.12 приведены результаты исследования Global Energy Partners 2003 г. в части затрат и результатов калифорнийских усилий.

Таким образом, на 218 программ в 2001 г. было потрачено почти 900 млн долл., и это привело к снижению летней пиковой нагрузки на 3 400 МВт и почти 5 млн кВт·ч ежегодного энергопотребления при удельных затратах 3–5 центов на каждый сэкономленный кВт·ч.

Осознавая важность ПУС, особенно в реструктурированном энергорынке, в Калифорнии произошло значительное увеличение объемов финансирования энергоэффективных проектов. В 2001 г. рост финансирования составил 50 % по отношению к 2000 г. Законодательством было предусмотрено незначительное повышение тарифов на электроэнергию, что привело к росту инвестиций в энергоэффективность, возобновляемые источники энергии и технологическую модернизацию на 5 млрд долл. В мае 2003 г. три крупнейшие частные энергокомпании заявили о своих планах увеличить финансирование ПУС еще почти на 2 млрд долл. в течение следующих пяти лет¹⁸.

Очевидно, что власти США рассматривают ПУС как важнейший инструмент обеспечения энергоэффективности и надежности энергоснабжения, обладающий высоким долгосрочным экономическим эффектом: приоритет государства – инвестировать во все, что имеет энергоэффективный потенциал. Пример Калифорнии показывает, что при реализации ПУС необходимо использовать силы всех уровней власти: федерального, регионального и муниципального. На уровне федерального управления, ответственного за строительство и финансирование энергомощностей, разрабатываются долгосрочные стратегии энергоэффективности и инструменты для их реализации на уровне штатов. Региональные и муниципальные власти при участии различных ассоциаций (таких как WGA¹⁹) адаптируют этот инструментарий к своей специфике, вносят корректировки и согласуют собственные планы на федеральном уровне. Таким образом удастся сбалансировать пакеты энергоэффективных

¹⁸ 720 млн долл. привлечено за счет экономии на ресурсах и 1,1 млрд долл. – из тарифных надбавок (system benefit charge).

¹⁹ WGA – Western Governor's Association – независимая некоммерческая организация губернаторов 19 штатов, занимающаяся, в частности, вопросами энергосбережения и природопользования.

Таблица 2.12

РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПУС В КАЛИФОРНИИ В 2001 Г.

Категория проектов	Число проектов	Затраты (млн долл.)	Экономия энергии в первый год реализации, МВт·ч	Снижение спроса, МВт	Удельные затраты в первый год на каждый сэкономленный кВт·ч, \$/кВт·ч	Удельные затраты на каждый сэкономленный кВт·ч в течение всего срока реализации программы ²⁰ , \$/кВт·ч
Финансируемые экологическим фондом PGC и администрируемые IOU	149	294	1 254 539	323	0,23	0,03
Летние программы, финансируемые California Public Utilities Commission	16	70	266 556	132	0,26	0,03
Программы Энергетического комитета Калифорнии	8	19	124 766	61	0,15	0,02
Муниципальные программы ²¹	31	30	60 660	104	0,49	0,06
Программы органов местного самоуправления ²²	10	5	663	—	8,21	1,04
Другие программы	2	60	нет данных	152	нет данных	нет данных
Скидки, льготы и остаточный эффект	2	415	3 053 000	2 616	0,14	0,05
ИТОГО	218	893	4 760 184	3 388	—	—

²⁰ При расчетах применялась ставка дисконтирования 8 %.

²¹ Имеются в виду программы Департамента энергетики и водного хозяйства Лос-Анджелеса и Муниципального энергетического департамента Сакраменто.

²² Речь идет о городах Сан-Франциско и Беркли.

программ и программ по управлению спросом и добиться существенно лучшей интеграции их участников.

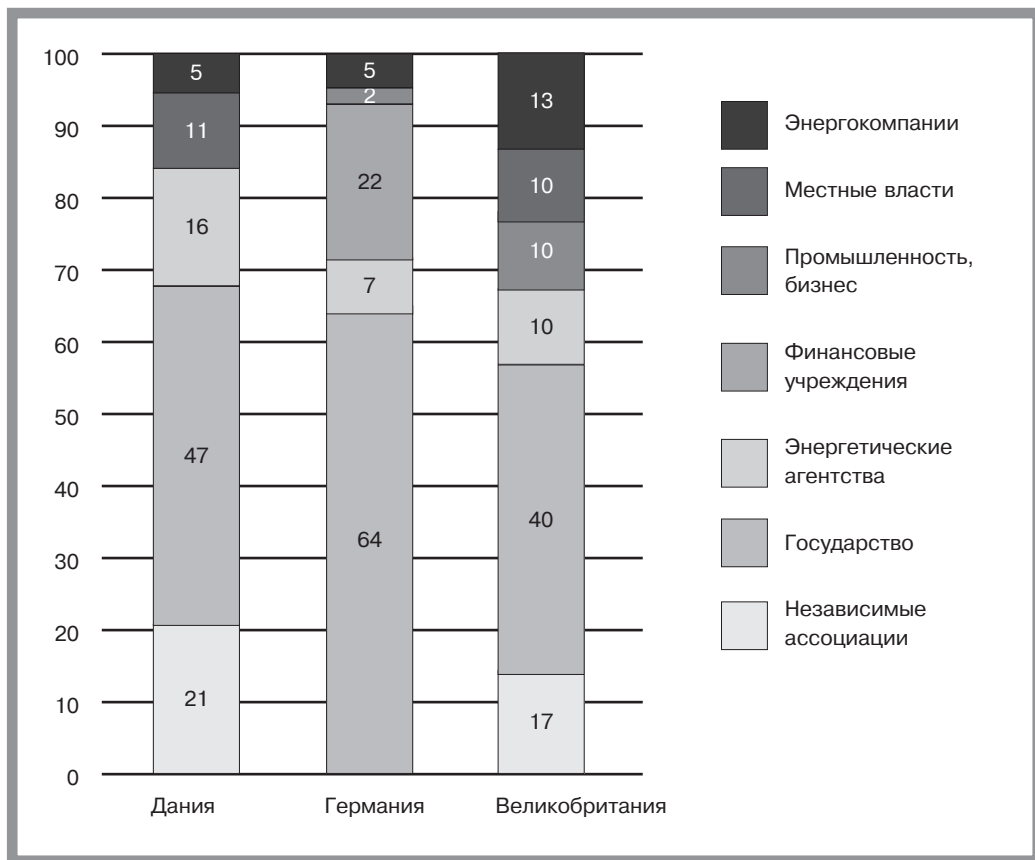
Европейские страны начали реализовывать ПУС в 1980-х гг. Так, например, уже в 1982–1986 гг. во Франции, Бельгии и Дании были введены новые системы тарифов, отличающиеся от предыдущих более широкой дифференциацией по различным критериям [25]. Новые тарифы на электроэнергию стимулировали снижение нагрузки потребителей в период зимнего максимума за счет действия льготных тарифов в остальное время года. Дифференциация тарифов означала для потребителя, что пиковая энергия в определенных условиях может стоить более чем в 20 раз дороже базовой, а в летнее время в отдельных тарифных зонах электроэнергия, наоборот, будет отпускаться по ценам ниже среднегодовой себестоимости по энергосистеме. Широкая дифференциация тарифов привела к существенному

изменению графика нагрузки энергосистемы Франции: появился третий суточный максимум нагрузки в районе 1 часа ночи.

Франция и Дания наряду с Великобританией, Германией, Италией и Норвегией являются лидерами среди европейских государств в области внедрения энергоэффективных проектов. Методы повышения энергоэффективности и реализуемые программы управления спросом в этих странах в целом схожи; одним из основных отличий является состав участников, вовлеченных в реализацию проектов. В Германии, например, реализация ПУС имеет централизованный характер, в Великобритании, напротив, пул участников более диверсифицированный (рис. 2.8).

Дания занимается энергосбережением с 1975 г. Приоритетным направлением в то время являлось повышение энергоэффективности в жилых и коммерческих зданиях. В Дании основан Фонд энергосбережения, который финансируется из незначительных тарифных надбавок (0,006 датских крон на кВт·ч). Фонд, в который ежегодно поступает около 90 млн датских крон, определяет и спонсирует энергоэффективные проекты, включая программу перехода на комбинированное производство тепла и электроэнергии.

Рис. 2.8. Основные инициаторы и разработчики ПУС в Дании, Германии и Великобритании, %



Франция ежегодно реализует порядка 20 государственных и муниципальных ПУС. Особое внимание в стране уделяют развитию энергоэффективного машиностроения и постоянной технологической модернизации производств.

Великобритания внедряет программы управления спросом с 1992 г., когда в стране вслед за реформой энергетического сектора был учрежден независимый некоммерческий фонд энергосбережения. Его целями являлись разработка концепции, реализация и мониторинг результатов ПУС. На тот момент приоритет заключался в снижении выбросов углекислого газа посредством роста энергоэффективности. За первые четыре года работы института управления спросом энергетическому сектору Великобритании удалось накопить 165 млн ф. ст. за счет тарифных надбавок и инвестировать эти средства в более чем 500 энергоэффективных проектов. Величина экономии электроэнергии, обеспеченная ПУС, составила 6 800 ГВт·ч.

В Норвегии в середине 1990-х гг. энергокомпании основали региональные центры энергоэффективности в каждом из 19 графств. Энергокомпании отвечали за собственные фонды энергосбережения, средства в которые поступали из специальной надбавки на тариф. В 2002 г. в целях координации всех энергоэффективных проектов региональные центры были объединены в единую структуру «Энова». Финансирование программ «Эновы» осуществлялось за счет все того же тарифного механизма, а также государственных грантов. К 2005 г. в фонды удалось привлечь порядка 5 млрд норвежских крон.

В Италии ответственность за реализацию ПУС возложена на электросетевые компании. Величина объема экономии, которую должна достичь энергокомпания, определяется отношением объема электроэнергии, поставляемой потребителям в пределах территории обслуживания, к общему объему электроэнергии, поставляемому потребителям всей страны. Компании, не достигшие плановых результатов, выплачивают финансовые неустойки. ПУС могут быть реализованы напрямую электросетевыми компаниями, дочерними предприятиями или посредством специализированных энергосервисных компаний (ЭСКО). Покрытие издержек осуществляется из налогов на выбросы углеродов и с помощью тарифного механизма.

Стоит отметить, что для стран-членов Евросоюза установлены обязательные критерии энергосбережения:

- ежегодное снижение энергопотребления на 1 %;
- инвестиционный лимит для ПУС составляет 2 % годового дохода страны-поставщика электричества и природных ресурсов;
- активное содействие развитию рынка энергосервиса.

Китай за последние 20 лет достиг гигантских успехов в замедлении роста энергетического потребления. Так, энергопотребление на каждые 10 000 юаней валового внутреннего продукта снизилось с 5,58 т угля в 1990 г. до 1,71 т в 1999 г. Однако,

несмотря на эти достижения и общее низкое энергопотребление на душу населения, энергоемкость экономики Китая до сих пор в три раза выше, чем в США и Японии. Энергоэффективность в стремительно растущей энергетической отрасли страны, являющейся второй по величине в мире, обеспечивается только на 75 % от требований отечественных стандартов. Нехватка энергетических мощностей является сдерживающим фактором для экономического роста страны, поэтому в Китае крайне важно определить пути более эффективного использования электроэнергии.

С 2000 по 2005 г. в Китае предполагался ежегодный рост потребления электроэнергии в 5 %, однако только за первые четыре месяца 2003 г. он составил 16,3 %. В мае 2003 г. Государственная электросетевая компания Китая объявила о вхождении в кризисную фазу. Более половины китайских провинций должны были получать свет ограниченными порциями в течение 2003 г. По оценкам Кембриджской ассоциации исследования энергетики, установленная мощность энергоустановок в стране к концу 2003 г. составляла 374 ГВт, что было на 30 ГВт меньше необходимого.

Другим аспектом, побуждающим правительство Китая развивать концепцию управления спросом, является проблема с экологией. На энергетический сектор страны приходится 50 % выбросов диоксидов серы, 80 % выбросов оксида азота и 26 % выбросов углекислого газа. Тепловая энергетика, требующая для производства большое количество промышленной воды, является одной из причин дефицита водных ресурсов и ухудшения качества воды во многих регионах страны.

Процесс реформирования энергетики Китая открыл ряд ценных возможностей для интеграции ПУС в новую структуру отрасли. Существует множество вариантов развития рынка и рыночных механизмов, льготных политик, институтов для продвижения экономически эффективных ПУС и достижения стратегических и экологических целей. Опыт показывает, что если принято решение об интеграции ПУС в реструктурированную модель отрасли, то модель ПУС *должна быть разработана заранее*, поскольку скорее всего она окажет влияние на характер работы всей энергетики. *Поэтому в Китае ПУС внедрялись параллельно с масштабными проектами электрификации пригородов и сельской местности.*

В 1993 г. Государственным комитетом планирования совместно с Институтом исследования энергетики и лабораторией имени Лоренса Беркли (США) была реализована первая пилотная ПУС для электросетевой компании Shenzhen Power Network. Проводился анализ потенциала энергоэффективности у конечных потребителей и возможностей реализации мероприятий по управлению нагрузкой. По результатам анализа был сформирован ряд предложений по замене неэффективного старого оборудования новыми решениями (компактные люми-

несцентные лампы, автоматические системы управления, энергоэффективные кондиционеры и т. д.).

Было выявлено, что предложенные меры могут ликвидировать потребность в строительстве 600 МВт новых мощностей. Стоимость реализации мероприятий оценивалась в 330 млн юаней, что составляло только половину размера инвестиций в новое строительство (средняя стоимость строительства новой электростанции равна 5 500 юаней/КВт·ч). Отмена сооружения новых мощностей в свою очередь ликвидировала необходимость добычи 500 килотонн угля.

В пилотной программе были предложены два возможных механизма организации финансирования проектов. Первое предложение заключалось в изъятии части средств из налога на топливо. Второе рассматривало установление незначительной надбавки на существующий тариф. Было предложено повышать базовую ставку тарифа на 0,005 юаней, или на 0,8 %, в период с 1994 по 2000 г., что позволило бы аккумулировать инвестиции в размере 35 млн юаней в 1994 г. и 124 млн – в 2000 г.

Рекомендации, предложенные в исследовании, никогда не были воплощены по разным причинам. Одна группа барьеров имела институциональный характер. Shenzhen неожиданно столкнулась с трудностями в распределении ролей по реализации ПУС между муниципальными, региональными властями и энергокомпаниями. Вторая группа проблем была связана с выбором механизма финансирования. С одной стороны, изъятие части средств налогового фонда необходимо было как-то компенсировать, а механизм этой компенсации так и не был найден. С другой стороны, Shenzhen не приветствовала повышение тарифов ради проведения ПУС, поскольку на данной территории уже была самая высокая ставка тарифа среди всех регионов и провинций Китая.

Более успешно ПУС в Китае начали реализовывать начиная с 1994 г.

В 1996 г. в Пекине запустили масштабную программу по управлению нагрузкой, которая заключалась:

- в дифференциации цен в пике и на спаде потребления;
- подписании соглашений о прерывании поставок мощности с крупными потребителями;
- мотивации предприятий к разработке графиков модернизации оборудования с высокими потерями электроэнергии, например, двигателей и трансформаторов; установке компенсаторов реактивной мощности; снижению графиков работ оборудования с высоким коэффициентом нагрузки в пиковые часы и соответствующем росте – в периоды спада потребления электроэнергии;
- мотивации потребителей к использованию высокоэффективного электрооборудования при предоставлении финансовой поддержки в целях модернизации производства.

Суммарный эффект от данных мероприятий выражался в снижении пика нагрузки на 50 МВт в 1997 и 1998 гг., а также улучшении коэффициента нагрузки, обусловленного сдвигом потребления электроэнергии в объеме 150 ГВт·ч на период провала. Инвестиции в данные мероприятия составили порядка 18 млн юаней. Экономический эффект, рассчитанный на основании данных об отложенном новом строительстве, составил 25 млн юаней.

В одной из наиболее экономически развитых провинций Китая Цзянсу в период с 2000 по 2005 г. была реализована так называемая шестиступенчатая ПУС, направленная главным образом на снижение пиковой нагрузки (рис. 2.9).

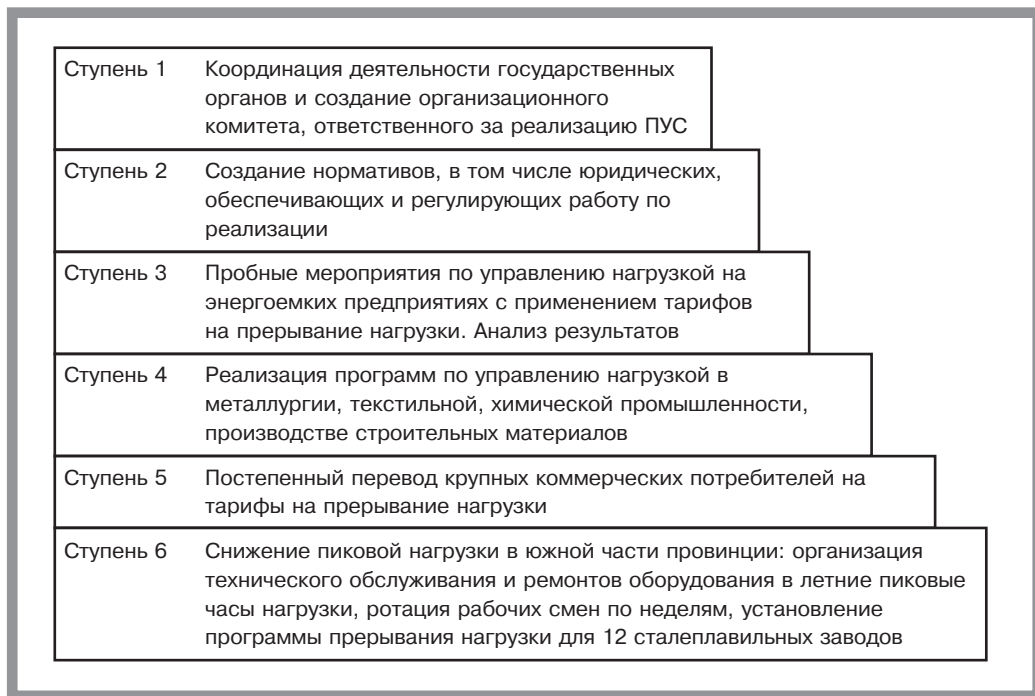


Рис. 2.9.
Шестиступенчатая программа по снижению нагрузки в провинции Цзянсу

Анализ результатов данной ПУС показал, что средняя стоимость сдвига нагрузки равна 1,1 юаней/кВт·ч, что на 28 % ниже необходимых удельных инвестиций в строительство автоматических систем регулирования нагрузки.

Основываясь на успешном опыте реализации ПУС, в Цзянсу были разработаны некоторые рекомендации по дальнейшему развитию концепции управления спросом. Во-первых, должно происходить постоянное совершенствование юридических и других норм, при этом управление спросом как механизм должно быть интегрировано в процесс энергетического планирования. Во-вторых, должны быть разработаны экономически обоснованные механизмы финансирования ПУС. В-третьих, необходимо повышать компетенции управленческого персонала, ответственного за реализацию ПУС.

Барьеры, с которыми сталкивается Китай при реализации ПУС, схожи с другими странами: традиционная структура тарифа, обуславливающая определенную инертность программ; дефицит финансирования; отсутствие мотивационных факторов, побуждающих энергетические предприятия экономить энергоресурсы. Однако после проведения реформ Китай успешно извлекает позитивный опыт других стран и продолжает адаптировать процесс реализации ПУС к собственным экономическим, культурным и другим условиям.

Таиланд считается одним из лидеров в части внедрения ПУС. Среди азиатских стран именно Таиланд сумел наиболее корректно адаптировать концепцию управления спросом к специфике местной энергетики и культурным особенностям страны.

В период с 1990 по 1993 г. ВВП Таиланда ежегодно рос в среднем на 10 %, при этом имелись явные предпосылки для продолжения роста экономики. Подобные тенденции, несомненно, требовали существенных инвестиций в энергетический сектор, поскольку прогнозные значения ежегодного роста энергопотребления оценивались в 14 %, или примерно на 2 ГВт каждый год. Для решения этого вопроса Правительство Таиланда разработало энергетическую стратегию, что требовало:

- значительного увеличения инвестиционных вложений в энергетику страны;
- ускорения процессов приватизации в сбытовом секторе энергетики;
- выхода на первый план проблемы энергосбережения;
- внимания к вопросу повсеместного и устойчивого инновационного развития.

После того как в 1992 г. правительством страны был принят закон об энергосбережении, Таиланд в 1993 г. инициировал 200-миллионную \$ ПУС в целях сокращения темпов роста энергопотребления, продвижения энергоэффективного оборудования и развития рынка энергосервиса. Финансирование программы в большей степени обеспечивал тарифный механизм. Кроме того, правительству удалось получить ряд грантов, в том числе 9,5 млн долл. от Глобальной программы по защите окружающей среды; 6 млн долл. – от правительства Австралии и 25 млн долл. – от Фонда внешнеэкономического сотрудничества Японии. Головной офис – Управление реализации Программы – был организован в пределах Тайской энергетической компании (ТЭК). Конечная цель ПУС заключалась в сокращении пика потребления на 238 МВт и достижении ежегодной экономии энергии в 1,427 ГВт/ч к концу 1998 г.

Оригинальный пятилетний план проекта требовал от ТЭК разработать и внедрить ПУС в трех важнейших секторах (жилом, коммерческом и промышленном). Компоненты ПУС включали в себя концепцию, инструменты оценки результатов программ, финансовые механизмы, стандарты энергоэффективности, площадки для апробации мероприятий, управление

электрической нагрузкой. Следует отметить, что разработанный проект не был подкреплён каким-либо опытом разработки и реализации подобных мероприятий в стране. В результате помощь ТЭК в создании базовых программных стратегий оказали Всемирный банк совместно с Программой развития ООН и Международным институтом энергосбережения.

Первая модель ПУС в основном опиралась на опыт США в части предоставления финансовых льгот производителям и потребителям энергоэффективной продукции. Позже (что интересно), исходя из ряда культурных особенностей, фокус был сдвинут на *добровольное* вовлечение предпринимателей в участие в проектах, нежели на закреплённые законодательством обязательные стимулы. Предпочтение отдавалось общественным слушаниям, централизованным закупкам, демонстрационным мероприятиям.

В период с 1993 по 1996 г. было запущено четыре программы, направленные на снижение энергопотребления осветительных приборов, холодильников, кондиционеров, а также повышение энергоэффективности в коммерческих зданиях. В 1996 г. ТЭК начала расширять портфолио ПУС и в период между 1996 и 1998 г. запустила около 15 новых проектов. Большинство данных проектов использовали схожие стратегии и подходы, однако некоторые из них были довольно нестандартными (табл. 2.13).

Пиар-ходы ТЭК, рекламные кампании и стратегические партнерства с различными министерствами, обучение ответственности основам энергосбережения – все это подлежало скрупулезным оценкам и анализу. Результаты ТЭК были положительными – 87 % тайского населения стали более осведомленными в части энергосберегающих программ. Проведенные исследования показали: в целом потребители знали, что ТЭК являлась спонсором программ, и в итоге ТЭК получила высокий потребительский рейтинг. Создание так называемых образовательных Зеленых Комнат в школах было воспринято как весьма эффективная мера, способствующая повышению информированности молодого поколения о проблемах энергосбережения и связях между потреблением энергоресурсов и экологией.

Спустя десятилетие после запуска первой ПУС стало очевидно, что Таиланд перевыполнил целевые показатели. В период с 1993 по июнь 2000 г. ТЭК добилась снижения пика нагрузки на 566 МВт, что составляло 4 % от общей установленной мощности энергокомпании. Совокупная ежегодная величина экономии энергии составила 3 140 ГВт·ч, что более чем в два раза превысило целевое значение. Реализованные ПУС позволили также снизить выбросы углекислого газа на 2,32 млн т в год (табл. 2.14).

На основании результатов Программы и проведенных оценок был вынесен ряд специфических уроков, которые активно обсуждаются менеджментом ТЭК для совершенствования по-

Таблица 2.13

РАСШИРЕННОЕ ПОРТФОЛИО ПУС, РЕАЛИЗОВАННЫХ ТЭК

Наименование программы	Целевой сектор	Описание программы	Мотивационные механизмы
«Компактные люминесцентные лампы»	Частный, коммерческий	Достижение соглашений с розничными сетями о реализации ламп производств, участвующих в программе предприятий. ТЭК приняла на себя расходы на рекламную кампанию и тестировала лампы для установления соответствия требуемым параметрам качества	Большие объемы сбыта и партнерские соглашения с торговыми точками позволили существенно снизить операционные издержки
«Уличное освещение»	Муниципальный	Пилотная совместная программа с Provincial Electricity Authority была запущена для обеспечения муниципалитетов Таиланда уличными лампами с составом на основе газов натрия под высоким давлением	Покрытие дополнительных издержек осуществлял специальный фонд
«Зеленые листья»	Коммерческий (гостиницы)	Аудиты и сертификация гостиниц по энергоэффективным стандартам	Бесплатные семинары, энергоаудиты и сертификация для гостиниц. Публикация результатов в национальных изданиях о туризме
«Новые здания»	Коммерческий	Анализ всевозможных мероприятий по увеличению энергоэффективности зданий и предложение строительным компаниям их реализации	Строительство «демонстрационных» зданий, техническая поддержка
«Коричневый рис»	Частный, агросектор, образовательный	Продвижение производства менее энергозатратного диетического коричневого риса путем рекламы и маркировки; продвижение коричневого риса в программах питания детей в школах	Промокампания в партнерстве с Министерствами внутренних дел, здравоохранения, сельского хозяйства и образования
«Высокоэффективные моторы»	Промышленный	Формирование рынка высокоэффективной моторной техники путем тестирования, маркировки, демонстраций и переговоров с производителями	Промокампании, предоставление беспроцентных ссуд, демонстрационные семинары
«Автоматика с низкими потерями»	Коммерческий, частный, промышленный	Продвижение магнитной пуско-регулирующей аппаратуры (ПРА). Программа направлена на распространение принципиально новой автоматики путем различных соглашений со сбытовыми сетями	Маркировка и информационные кампании, спонсируемые ТЭК
«Пилотная ЭСКО»	Промышленный	Разработка четырех пилотных проектов с участием энергосервисных компаний	Затраты на разработку проектов компенсированы ТЭК и Фондом энергосбережения
«Малые и средние предприятия»	Коммерческий, промышленный	Подготовка плана по реализации обязательных энергосберегающих мероприятий на малых и средних предприятиях	ТЭК спонсировала проведение семинаров, выпуск раздаточного материала и принимала участие в разработке специальных схем финансирования
«Формирование ценностей»	Частный, коммерческий, промышленный, образовательный	Популяризация энергосбережения с помощью СМИ. Создание специальных Зеленых Комнат в школах для обучения учеников вопросам энергосбережения и связей между использованием энергии и экологией	ТЭК спонсировала создание Зеленых Комнат в части закупки оборудования, подготовки раздаточного материала и рекламных кампаний

Таблица 2.14

**ВЫБОРОЧНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГРАММ ПО УПРАВЛЕНИЮ
СПРОСОМ НА ИЮНЬ 2000 Г.**

Наименование программы	Дата начала	Целевые показатели экономии			Фактические показатели экономии			Процент выполнения		
		Пик нагрузки, МВт	Э/энергия, ГВт·ч/год	CO ₂ , тыс. т	Пик нагрузки, МВт	Э/энергия, ГВт·ч/год	CO ₂ , тыс. т	Пик нагрузки	Э/энергия	CO ₂ , тыс. т
Освещение	Сентябрь, 1993	139	759	—	399	1973	1458	287 %	260 %	—
Холодильники	Сентябрь, 1994	27	186	—	84	849	627	310 %	456 %	—
Кондиционеры	Сентябрь, 1995	22	117	—	84	318	235	381 %	272 %	—
Двигатели	Декабрь, 1996	30	225	—	—	—	—	—	—	—
Коммерческие здания	Октябрь, 1995	20	140	—	—	—	—	—	—	—
ИТОГО		238	1427	1160	566	3140	2320	238 %	220 %	200 %

следующих ПУС. Эти уроки могут быть полезны для любого государства и любой энергокомпании, которые рассматривают ПУС как перспективную форму деятельности.

1. *Программа должна быть спроектирована под местные особенности* (локальный контекст программы и проектов). Наиболее эффективные мероприятия ТЭК реализовывались с учетом тайской специфики. Необходимыми условиями для реализации проектов в Таиланде являлись доверие и сотрудничество производителей между собой, а также проведение общественных кампаний. Культурные аспекты также должны быть учтены для обеспечения высокого потребительского признания и соучастия в проектах.

2. *Наличие лидеров в командах менеджмента*. Без сильной проактивной политики проекты не получают развитие. Программы по управлению спросом требуют строгого подхода к отбору топ-менеджеров и маркетологов.

3. *Постановка четких целей*. Цели проектов должны быть четкими и долгосрочными, при этом декомпозированы на текущие и краткосрочные задачи. При постановке целей обязательно должны отражаться: их общественный (социальный) или коммерческий характер; тип проекта – управление нагрузкой или энергосбережение; экономический и экологический эффекты; целевые сегменты и т. д.

4. *Учет контекста в части предполагаемых государственных и муниципальных реформ.* Приватизация и реструктуризация, реформы тарифов должны быть приняты во внимание при обсуждении программы. Лучше всего, когда имеется некий каркас программы, на который можно наложить внешние изменения. В каркас обязательно должен быть заложен финансовый компонент.

5. *Разделение обязанностей между генерирующими, электросетевыми и сбытовыми компаниями.* Многие проекты ТЭК были заложниками внутренней среды предприятия – поскольку компания не осуществляла продажи электроэнергии напрямую, она не имела постоянных контактов с конечными потребителями. Следует учитывать, что в странах, где энергетика имеет вертикально интегрированную структуру, к любым проектам, связанным с управлением спросом, обязательно должен привлекаться штат сбытовых компаний, а ответственность за их реализацию должна постепенно перекладываться на электросетевые компании, поскольку именно они имеют тесные и долгосрочные отношения с потребителями электроэнергии.

6. *Систематическое планирование и оценка.* Точная постановка приоритетов и мониторинг проектов играют важную роль в успехе программ по управлению спросом.

7. *Пофазное внедрение.* Предпочтительнее сначала запускать пилотные мероприятия, чтобы затем оценить и усовершенствовать фазы всего проекта. Важным преимуществом такого подхода является постепенное освоение персоналом спектра задач в течение проекта, особенно для стран/компаний-новичков в области реализации ПУС.

8. *Привлечение финансовых институтов.* Ограниченный успех ТЭК в коммерческом и промышленном секторах в основном обусловлен недостатком финансовых средств. Следует помнить, однако, что даже в тех областях, где финансовая помощь возможна и реальна, должны быть определены четкие связи между исполнителями ПУС и правительственными органами, чтобы обеспечить нормальное взаимодействие между участвующими в проектах сторонами.

9. *Законодательное закрепление маркировки изделий и оборудования.* Добровольная маркировка изделия классом энергоэффективности не является эффективным, поскольку производитель не заинтересован маркировать продукцию с низкими энергоэффективными параметрами. В тех странах, где предпочтение все же отдается добровольной маркировке, необходимо разработать лейбл для товаров с традиционной (нормальной, средней) степенью эффективности.

Вьетнам. Как и Китай, Вьетнам переживал беспрецедентный экономический рост, оцениваемый в 8,2 % ежегодно в период с 1992 по 1997 г. В это же время темпы роста энергопотребления опережали на 30 % темпы роста ВВП, а потребление электричества – на 70 %. Способность Вьетнама

к обеспечению столь интенсивного роста определялась развитием энергетического сектора и агрессивным снижением спроса на энергоресурсы.

Глобальная программа по защите окружающей среды помогла Вьетнаму в разработке четырех ПУС, которые стали частью долгосрочной энергетической стратегии страны. Энергетической отрасли необходимо было создать устойчивые бизнес-модели, которые бы способствовали продвижению ПУС и мероприятий по снижению энергоэффективности. Достижение этих целей обеспечивалось за счет:

- проектов Вьетнамской энергетической компании по снижению пиковых нагрузок и устранению перегруза в электросетях;
- развития и запуска коммерчески стабильной индустрии услуг энергосервиса;
- развития внутренних источников и механизмов финансирования энергоэффективных проектов.

Результатом ПУС стали существенное снижение пиков нагрузки, улучшение системных факторов, реорганизация рынка светотехники. Выгода от программы за период с 2000 по 2010 г. выражается в снижении на 120 МВт пиковой нагрузки и сокращении энергопотребления на 2 939 ГВт·ч.

Индия. Первые программы управления спросом в Индии были реализованы в начале 1990-х гг. и, как и во многих других странах, явились следствием реформ в электроэнергетике. В Индии выделяют три основные формы ПУС:

- программы консервации. Предполагается замена морально устаревшего оборудования на новое, энергоэффективное у энергоемких потребителей (в особенности в промышленном и аграрном секторах, где потенциал энергосбережения наиболее высокий);
- управление нагрузкой. Сдвиги нагрузки (снижение пиков, заполнение провалов) осуществляются в основном путем применения дифференцированных тарифов и тарифов на прерывание нагрузки;
- специфические мероприятия по выявлению ранее установленного энергоэффективного оборудования, которое обычно работает в периоды низкого спроса на электроэнергию, и перевод графика его работы на период пика нагрузки.

ПУС в Индии – объект пристального внимания и контроля со стороны государства. Они реализуются энергокомпаниями, которые привлекают частных и крупных потребителей к разработке конкретных проектов. В конце 2000-х гг. в стране была разработана так называемая Интегрированная энергетическая политика, которая включает ряд обязательных положений и рекомендаций для ПУС. Среди них можно отметить следующие.

1. Следует проводить активный бенчмаркинг опыта реализации ПУС в других странах.

2. Контроль над ПУС возлагается на Бюро энергоэффективности, которое должно выйти из состава Министерства энергетики и получить автономный статус. Финансирование ПУС осуществляется из налогов на топливо или тарифных надбавок.

3. Для крупных потребителей должны действовать дифференцированные тарифы на электроэнергию, содействующие уплотнению графиков нагрузки.

4. Промышленные предприятия, чья нагрузка превышает 1 МВт, должны проводить обязательные ежегодные энергоаудиты и разрабатывать проекты по установке энергоэффективного оборудования (например, преобразователей частоты или компенсаторов реактивной мощности).

5. В случае, если регион запрашивает дополнительную мощность более 1000 МВт, энергетические комиссии при участии энергосервисных компаний (ЭСКО) разрабатывают дополнительные ПУС и оценивают, насколько эффективна энергетика региона.

6. В каждой энергокомпании и на всех крупных предприятиях-потребителях электроэнергии должны быть созданы департаменты, ответственные за разработку и реализацию ПУС. Бюро энергоэффективности должно оказывать всестороннюю поддержку этим структурам.

7. Следует усилить конкуренцию между производителями энергоемкого оборудования для облегчения доступа к рынку наиболее успешным компаниям. Электрооборудование и бытовая техника должны быть маркированы, исходя из стандартов энергоэффективности. Для проведения испытаний оборудования и его сертификации должны быть созданы специальные центры тестирования.

8. Необходимо активно содействовать развитию ЭСКО-индустрии как основной сервисной платформе управления спросом (предоставлять финансовую помощь за счет льготных кредитов на реализацию проектов, в особенности связанных с возобновляемой энергетикой; разрабатывать механизмы страхования проектов; выявлять наиболее эффективные бизнес-модели ЭСКО). В обучающих, информационных и инвестиционных целях до 2015 г. при поддержке государства Бюро энергоэффективности и энергокомпаний следует разработать 15–20 демонстрационных энергосервисных проектов в различных отраслях промышленности, при этом проекты должны иметь четкие регламенты выполнения и быть доступны для мониторинга со стороны общественности.

Кроме того, можно отметить следующие подходы к организации ПУС, применяемые в разных странах:

- в **Южной Корее** энергокомпании имеют право включать расходы на проведение ПУС в статью эксплуатационных затрат для дальнейшего возмещения упущенной прибыли;
- в **Сингапуре** действует программа ускоренной амортизации высокоэнергоэффективного оборудования;

- в **Индонезии** реализуется проект по энергоэффективному уличному освещению;
- законодательством **Бразилии** установлено, что энергокомпании обязаны инвестировать один процент годового дохода в энергоэффективные проекты.

Стоит уточнить, что энергокомпании в развивающихся странах являются заинтересованной стороной в программах управления спросом. Энергетические предприятия являются ценными партнерами, поскольку они имеют тесные контакты с конечными потребителями и могут способствовать обучению общественности вопросам энергосбережения. Решение о привлечении в программы по управлению спросом энергокомпаний требует тщательного анализа корпоративной культуры предприятия и соответствующей организационной структуры. В противном случае реализация энергосберегающих проектов может быть заторможена за счет медленного принятия решений, слишком сильной административной зависимости, неуверенности менеджмента или нацеленности на максимизацию продаж электроэнергии.

2.5. ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РФ

Для российских регионов в целом актуальны обе классические формы управления спросом: инвестиции в энергоэффективность и управление нагрузкой, но приоритеты могут различаться по отдельным энергосистемам.

На первом этапе внедрения ПУС в качестве объектов инвестиций в энергосбережение целесообразно рассматривать универсальные электропотребляющие процессы в промышленности: силовые (электропривод) и освещение, на которые в совокупности приходится более 70 % расхода электроэнергии. В дальнейшем круг процессов и потребителей может быть расширен вплоть до коммунально-бытового сектора.

В части управления нагрузкой следует в первую очередь обратить внимание на энергоемкие промышленные предприятия с резкопеременными графиками нагрузки, располагающие соответствующими регулировочными возможностями для снижения пикового потребления, переноса цен на внепиковые часы суток, а также заполнения ночного спада нагрузок. При этом необходимо всесторонне учитывать затраты (потери) предприятия, возникающие при рационализации режима электропотребления и нуждающиеся в компенсации со стороны энергоснабжающей организации, управляющей спросом.

Специальные программы должны разрабатываться с целью оптимизации потребления реактивной мощности электроприемниками промышленных предприятий (в часы максимальных и минимальных нагрузок энергосистем). Значение этого направления будет возрастать по мере обострения проблем с

потерями активной мощности в сетях и стабилизацией напряжения.

Надо сказать, что некоторые организационно-технические решения в области управления нагрузкой потребуют прямых инвестиций; например, установка непосредственно у потребителей маломощных пиковых генераторов (на базе турбинного либо дизельного привода), а также устройств компенсации реактивной мощности.

Необходимо выделить факторы, сдерживающие энергоэффективность на промышленных предприятиях и, соответственно, требующие вмешательства энергокомпаний-операторов.

а) Экономические факторы:

- низкая доля затрат на электроэнергию в издержках производства (вследствие невысокого уровня электрификации и низких цен на электричество);
- ориентация энергоменеджмента на предельно низкие сроки окупаемости капиталовложений в энергоэффективность (1–2 года);
- высокая стоимость энергоаудита и инвестиций в энергоэффективную технику;
- отсутствие ценовой конкуренции на внутренних рынках промышленной продукции.

б) Психологические факторы:

- привычка к энергорасточительству (как следствие отсутствия ограничений на энергоснабжение);
- игнорирование дешевых проектов по энергоэффективности (при этом на дорогие проекты у собственников нет денег!);
- недооценка управления издержками как фактора наращивания прибыли предприятия;
- индифферентность к любым инновациям, не связанным непосредственно с ростом объемов производства и сбыта продукции.

Алгоритм управления спросом в регионе включает следующие действия.

1. Отбор перспективных объектов по предварительной договоренности с энергоменеджментом предприятий.

2. Проведение энергоаудита на отобранных объектах (с возможным привлечением специализированных организаций).

3. Разработка программ управления спросом на плановый период (с предварительной оценкой их эффективности).

4. Оценка необходимых затрат (в рамках бюджета программ).

5. Выбор поставщиков энергоэффективного оборудования, приборов и устройств.

6. Заключение контрактов с потребителями (в рамках ПУС) и поставщиками техники.

7. Контроль за реализацией ПУС (включая необходимые корректировки).

8. Анализ итогов реализации ПУС в отчетном периоде.

9. Распределение финансовых эффектов от ПУС между потребителями и энергокомпаниями в данном регионе.

10. Выработка предложений по пролонгации ПУС и расширению круга объектов в данном регионе.

Механизмы запуска и стимулирование участников программ управления спросом. Когда генерация отделена от передачи электроэнергии, как это имеет место в России, региональные электросетевые компании становятся операторами ПУС, выполняя функции разработки, продвижения и мотивации соответствующих программ (что, конечно, потребует создания специальных энергосервисных подразделений). Для обеспечения финансово-технологического взаимодействия с потребителями наилучшим вариантом было бы объединение распределения электроэнергии со сбытом. По крайней мере, необходимо иметь отдельные договоры на передачу и сбыт (поставку), а не один, как сейчас, контракт на энергоснабжение со сбытовой компанией.

На этапе запуска ПУС для преодоления психологической инерции потребуются административно-правовое воздействие на регулируемые электросетевые компании; они должны быть обязаны заниматься управлением спросом, учитывая его уникальное общественное значение. Например, целесообразно установить минимальную долю от общего объема инвестиций, направляемую на реализацию ПУС. Компания не имеет права вводить новые мощности при отсутствии работающих ПУС; в этом случае также исключается пересмотр и корректировка сетевых тарифов. В случае неадекватного реагирования на установленные требования компания подвергается экономическим санкциям, в частности, посредством корректировок полученной валовой выручки²³. Однако все это теряет всякий смысл, если не будет разработана универсальная методика управления спросом для электросетевых компаний.

Меры принуждения должны сочетаться с методами экономического стимулирования и поощрения. Причем значение последних возрастает в процессе освоения энергокомпаниями нового для них вида деятельности по управлению спросом. Для обеспечения эффективной мотивации следует использовать все возможности, предоставляемые ценообразованием по методу «экономически обоснованной доходности на инвестированный капитал» (в зарубежной практике метод RAB). Вообще, арсенал подобных возможных механизмов хорошо известен из мирового опыта и апробирован многими странами, внедряющими ПУС в качестве альтернативы новым вводам.

Следует подчеркнуть, что итоговая результативность управления спросом на уровне компании-оператора (поддерживаемая мотивационными механизмами) проявляется в повышении рентабельности этой компании, позволяющем поддерживать приемлемые цены для новых потребителей.

Не секрет, что в российской действительности инертность

²³ В общем случае, если энергокомпания, не имеющая ПУС, отказывает новым потребителям в присоединении, ссылаясь на нехватку своих мощностей, она должна возместить им ущерб в размере отложенного спроса.

по отношению к инновациям такого организационно-экономического профиля свойственна не только энергоснабжающим предприятиям, но и потребителям. И это, несмотря на очевидную выгоду для них участия в ПУС, предлагаемых компаниями-операторами. Значит, для поддержки запуска ПУС потребуются меры административно-правового принуждения к взаимодействию с энергокомпаниями и для части квалифицированных потребителей. Речь идет об электроемких предприятиях, обладающих (по данным обязательного энергоаудита) солидным нереализуемым потенциалом роста энергоэффективности и (или) регулировочными возможностями для рационализации графиков нагрузок, но игнорирующих предложения региональной энергокомпании в области ПУС. В этой части среди наиболее логичных инструментов можно назвать ограничения по подключению дополнительных электроприемников (нагрузок), а также штрафы за нерациональное потребление в часы максимума энергосистемы (когда суточный пик нагрузки предприятия совпадает по времени с общесистемным пиком).

Между тем экономическая мотивация подключения к ПУС для таких потребителей абсолютна ясна и понятна. Во-первых, внедрение энергоэффективной техники без дополнительных капиталовложений либо с минимальным долевым участием в инвестициях. Во-вторых, рационализация режимов электропотребления в обмен на снижение суммарной платы за мощность или с условием отдельной платы уменьшения нагрузки в пиковые часы. Для этих целей целесообразно использовать дифференцированные тарифы, различные методы оплаты реактивной мощности и др. Важным является корректное определение размера финансовых стимулов для предприятия-потребителя. Основопологающее правило: величина экономии (дохода) потребителя от участия в ПУС должна превышать все затраты, необходимые для изменения режима нагрузки (форсирование производства во внепиковые часы, корректировка графиков, организация ночных смен и т. д.). На этапе запуска и освоения ПУС в регионах наилучшим является вариант, когда указанные затраты полностью возмещаются компанией-оператором.

В целом предлагаемые организационно-экономические меры можно подразделить на предписывающие, ограничительные и поощрительные.

1. Энергокомпании в законодательном порядке обязуются разрабатывать и совместно с потребителями осуществлять программы управления спросом. Соответствующий раздел должен быть включен в федеральное и региональное законодательства, регламентирующие вопросы регулирования энергокомпаний.

2. Заявка энергокомпании на новые тарифы, в которой их повышение превосходит темпы инфляции, должна рассматриваться регулирующими органами только при наличии согласованной с потребителями программы управления спросом на

электрическую и тепловую энергию. В случае невыполнения программы за отчетный период заявка на новые тарифы автоматически блокируется.

3. Лицензия на сооружение генерирующих мощностей на новых площадках выдается энергокомпаниям при условии, что параллельно в народное хозяйство ею направляется на цели рационализации энергопотребления не менее определенной доли (например, 30 %) капиталовложений в новое строительство. Исключение может быть сделано для возобновляемых источников энергии и высокоэффективных установок комбинированного производства.

4. Энергокомпания получает право применять по согласованию с потребителями специальные договорные тарифы, стимулирующие повышение эффективности энергоиспользования и рациональные режимы энергопотребления. При этом ей запрещается перераспределять издержки энергоснабжения между группами потребителей.

5. Органам регулирования следует устанавливать повышенную норму прибыли на капитал, вложенный энергокомпанией в рационализацию энергопотребления.

6. Энергокомпаниям разрешается вычитать из общей суммы исчисленного налога на прибыль определенную долю затрат на разработку программ управления спросом.

7. В случае, когда энергокомпания направила в потребительский сектор более 50 % всех инвестиций за отчетный период, рекомендуется либо целиком вычесть эти затраты из общей суммы исчисленного налога на прибыль либо установить пониженную ставку налога.

Организация финансирования программ управления спросом. Как уже отмечалось, региональные электросетевые компании финансируют инвестиции в энергоэффективность и другие затраты, составляющие бюджета ПУС, самостоятельно. При этом они имеют возможность получать норму прибыли на капитал по более высоким ставкам по сравнению с инвестициями в новое строительство.

В то же время эффект от управления спросом получают и генерирующие компании в виде отложенных рискованных инвестиций на новые мощности, экономии эксплуатационных затрат, расширения финансовых возможностей для устранения износа и повышения технического уровня электростанций, работающих в данном регионе (энергосистеме). Следовательно, они также должны участвовать в финансировании ПУС, разрабатываемых и внедряемых электросетевыми предприятиями и получать для мотивации определенную долю экономического эффекта от этого вклада (в виде прибыли на капитал).

Здесь еще раз уместно подчеркнуть, что концепция управления спросом основана на балансе интересов генерирующих, сетевых компаний и потребителей электроэнергии, что предо-

пределяет ее бесконфликтность, а значит, безусловную практическую результативность.

В связи с вышесказанным целесообразным представляется вариант создания региональных фондов энергоэффективности (энергосбережения), в которых бы аккумулировались финансовые ресурсы оптовых и территориальных генерирующих компаний, а также и средства, выделяемые Федеральной сетевой компанией. Для этого следует ввести нормативы отчислений в указанные фонды от чистого дохода соответствующих компаний (складывающегося из амортизации и прибыли). Электросетевые компании-операторы ПУС получают право на использование средств региональных фондов в установленном порядке, таким образом расширяя инвестиционные возможности и пополняя бюджеты ПУС.

Управление региональным фондом энергоэффективности возлагается на *независимую от энергобизнеса государственную организацию*, выполняющую административно-распределительные функции, в частности: сбор средств²⁴; контроль над их использованием оператором (электросетевой компанией); распределение экономического эффекта от ПУС между компаниями-инвесторами; возврат финансовых ресурсов, не использованных в ПУС, их владельцам. Структуры, управляющие фондом энергоэффективности, могут также выполнять функции информационного обеспечения генерирующих компаний в отношении ПУС, разрабатываемых и реализуемых электро-снабжающими организациями.

Такой подход, по нашему мнению, даст возможность снизить финансовую нагрузку по управлению спросом на электросетевые компании и повысить ожидаемую эффективность ПУС уже на стадии их формирования.

В заключение отметим, что основная работа по организации внедрения механизмов управления спросом в региональных энергокомпаниях, мониторингу этого инновационного процесса и контролю результатов ПУС должна быть сосредоточена в федеральных или межрегиональных электросетевых структурах, которые могут также выполнять функцию взаимодействия с поставщиками энергоэффективного оборудования.

2.6. РОЛЬ ЭНЕРГОСЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ В РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ

Активным субъектом программ управления спросом, которые привлекаются энергокомпаниями к реализации конкретных энергоэффективных проектов, являются специальные структуры – энергосервисные компании (ЭСКО). К ЭСКО относят *организации, предлагающие заказчику услуги по наращиванию энергетической эффективности объекта или территории, включая гарантии по энергосбережению*. ЭСКО могут также участвовать в ПУС, которые инициируются самими потребите-

²⁴ В фонды энергоэффективности должны также поступать средства от штрафов, выплачиваемых энергокомпаниями и потребителями, которые уклонились от участия в ПУС.

лями, либо осуществлять независимую коммерческую деятельность. Доход энергосервисных компаний напрямую зависит от величины сэкономленной электроэнергии в ходе реализации проекта.

Параллельно с ЭСКО на рынке могут работать так называемые биллинговые компании, которые специализируются на изменении и учете энергоресурсов и инвестируют средства в совершенствование систем учета, обеспечение их точности и надежности. В число задач биллинговых компаний входит:

- поиск и привлечение инвестиций для создания, технологического оснащения и монтажа систем учета;
- обслуживание систем учета и их совершенствование;
- внедрение документооборота между энергоснабжающими предприятиями, потребителями энергоносителей и финансовыми учреждениями;
- внедрение новых государственных стандартов, регламентирующих вопросы измерения параметров энергоносителей.

Важно отметить, что гарантии ЭСКО по покрытию затрат на рационализацию энергопотребления из величины сэкономленной энергии могут быть осуществлены при условии, что цены на энергию не упадут ниже определенной минимальной цены. Этот ценовой порог оговаривается с заказчиком услуг на стадии заключения договора.

Обычно ЭСКО предлагает следующие услуги:

- энергетический аудит;
- создание концепции проекта по повышению энергетической эффективности, инженеринговые работы;
- проектный менеджмент;
- установка и обслуживание энергоэффективного оборудования;
- обучение персонала;
- мониторинг результатов и анализ проекта.

Опыт зарубежных стран по привлечению ЭСКО в реализацию программ управления спросом демонстрирует высокие результаты. Так, в Китае усилиями ЭСКО удалось снизить энергопотребление на 20 % за 5 лет – в течение 2005–2010 гг. В Индии этот показатель еще выше – 48 %. Однако для того, чтобы энергосервисный бизнес реально начал работать, помимо благоприятного правового фундамента, необходимы мощная государственная поддержка и финансовые механизмы для развития рынка.

В России первые ЭСКО появились около 15 лет назад, однако рынок энергосервисных услуг до сих пор находится в зачаточном состоянии. Реально работающие малочисленные российские ЭСКО сконцентрированы в основном в Московском регионе и на Севере страны. Они до сих пор не могут осуществлять выполнение энергоэффективных мероприятий под ключ. Ранее несколько европейских и американских ЭСКО начали

реализовывать проекты в России, однако ряд неудач остановил дальнейшие проекты, несмотря на то, что проблемы развития ЭСКО в России в большинстве своем такие же, как и в других странах. Опыт показал, что европейские и американские модели не могут быть просто скопированы, они нуждаются в адаптации к российским условиям.

Рынок энергосервисных услуг в США – пример самого развитого в мире подобного рынка. В других странах степень популярности ЭСКО крайне дифференцирована. В пределах Европейского союза лидерами ЭСКО-индустрии считаются Германия, Австрия и Великобритания. В это же время в Голландии и Дании ЭСКО практически нет. Малочисленные энергосервисные компании работают только на обеспечение реализации проводимых государством программ по управлению спросом и благодаря жесткому государственному общественному контролю в части энергосбережения. В соответствии с международным исследованием рынка энергосервисных услуг, проведенным в 2001 г., наибольшая финансовая емкость рынка без учета США была в Германии (150 млн долл.), затем в Бразилии (100 млн долл.), Японии (62 млн долл.), Канаде, Китае, Польше, Швеции, Австралии и Корее.

Среди развивающихся стран пальму первенства по развитию ЭСКО-индустрии держит Китай. Первые три китайские энергосервисные компании начали свою работу в Пекине в 1997 г. при финансовой поддержке Всемирного банка, Европейской комиссии и Глобальной программы по защите окружающей среды.

Стоит отметить, что в Китае статус ЭСКО организация может получить только при соответствии четырем критериям:

- 1) это независимое юридическое лицо, деятельность которого связана с реализацией энергоэффективных проектов;
- 2) она совершает экономические операции в статусе юридического лица не менее 12 месяцев;
- 3) уставной капитал компании составляет не менее 1 млн юаней;
- 4) она реализовала хотя бы один энергосберегающий проект и величина экономии, достигнутой в ходе реализации проекта, составила не менее 1 млн юаней.

Финансирование проекта может осуществляться ЭСКО за счет своих внутренних финансовых источников, заказчиком или третьей стороной (обычно – кредитным учреждением). Кредитное учреждение предоставляет финансовые средства заказчику или ЭСКО, а финансовое обоснование проекта, разрабатываемое ЭСКО, является гарантией возврата денежных средств. Общая схема работы ЭСКО с участием третьей стороны изображена на рис. 2.10.

Опыт американских ЭСКО говорит, что среднее уменьшение платежей после энергосервисных работ составляет 30 %. При-

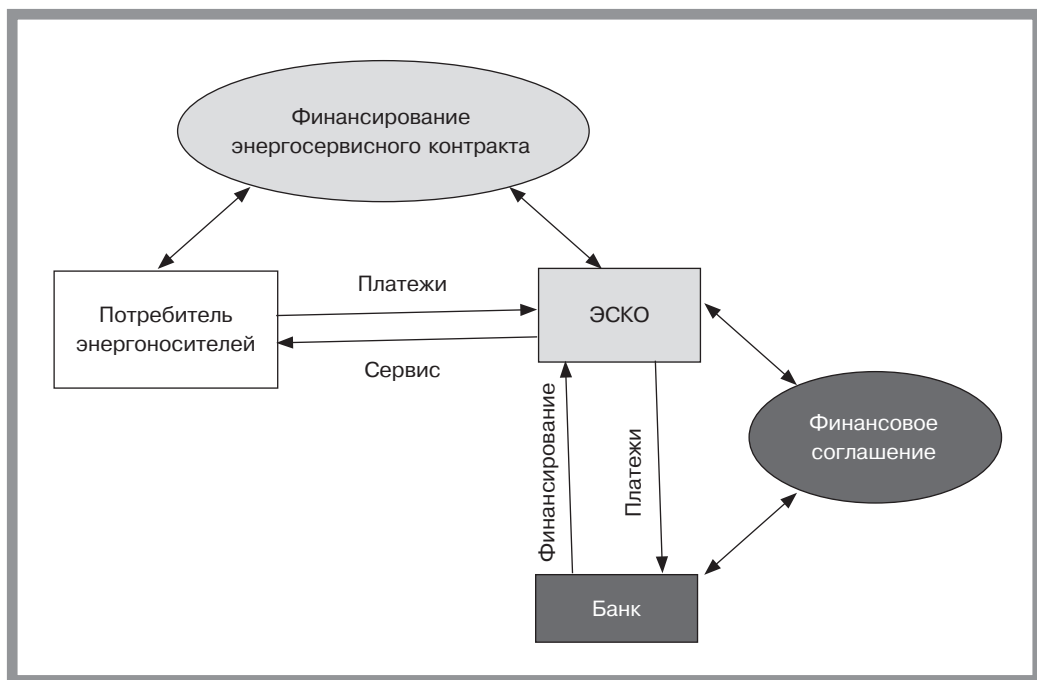


Рис. 2.10. Модель работы ЭСКО с участием третьей стороны (финансового учреждения)

мерно 70–90 % этой экономии идет на оплату оказанных услуг (до момента полного расчета), 10–30 % остается у заказчика [15].

Основные выгоды для потребителя при заключении энергосервисного контракта можно сформулировать следующим образом:

- экономия средств предприятия;
- оплата мероприятий по повышению энергоэффективности за счет будущих накоплений;
- сокращение расходов на ремонт устаревшего оборудования;
- получение услуги качественного управления строительным и монтажным проектом;
- техническая подготовка операционного персонала.

Рассмотрим взаимоотношения между (ЭСКО) и потребителями на примере получившей распространение за рубежом системы контрактинга. При работе по системе контрактинга финансирование и реализацию проекта по рационализации энергопотребления осуществляет специализированная ЭСКО, которая берет на себя и большую часть связанных с данным проектом рисков. После внедрения проекта и окончания срока энергосервисного договора заказчик (потребитель энергии) возмещает ЭСКО все затраты из полученной экономии по платежам за энергоносители, получает в собственность все произведенные улучшения и новое оборудование и, естественно, продолжает получать установленную экономию (рис. 2.11).

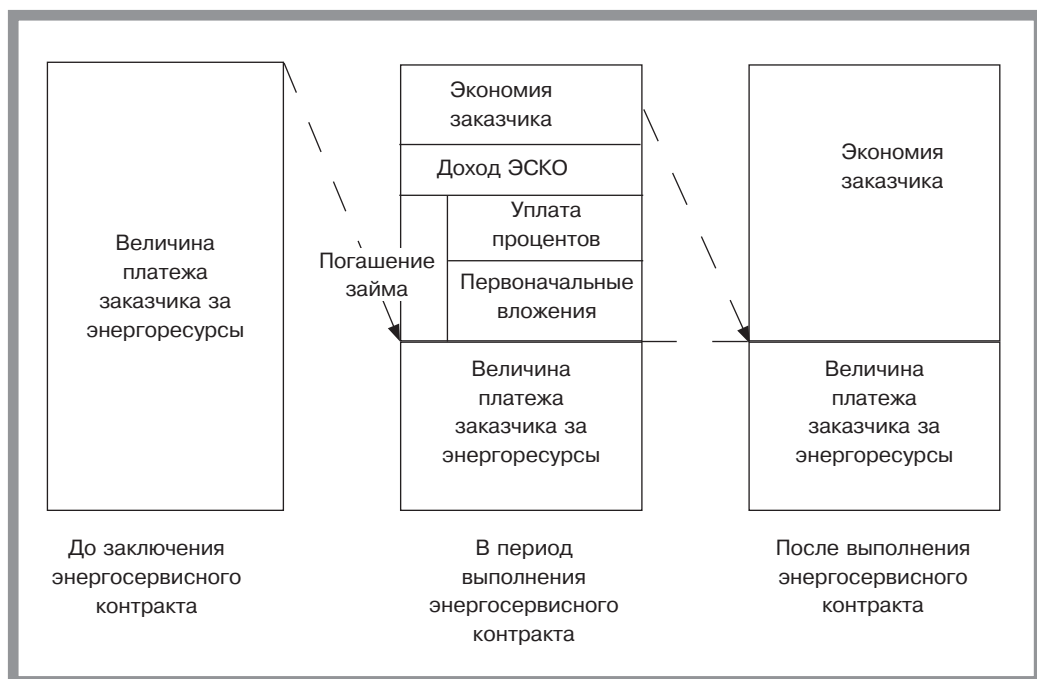


Рис. 2.11.
Экономический
механизм
энергосервисного
контракта

Некоторые общие условия заключения энергосервисных контрактов:

- срок, на который заключается контракт, составляет от 6 месяцев до 5 лет, хотя иногда имеют место более долгосрочные контракты. Максимальный срок ограничивается возможностями банков кредитовать энергосервисные компании на длительные сроки [3];
- энергосервисный контракт заключается с крупными потребителями. В российских условиях целесообразно сотрудничать с ЭСКО, если ежемесячные платежи за электроэнергию составляют от 200 тыс. руб. в месяц;
- реализации энергосервисного контракта обязательно должен предшествовать энергоаудит.

В качестве основных задач энергоаудита можно установить следующие [17]:

- оценка и анализ энергетических потоков, определение количественных и качественных показателей энергоресурсов;
- выявление участков, на которых осуществляется нерациональное использование энергии;
- формирование энергетического баланса предприятия или организации;
- разработка рекомендаций в области эффективного использования энергоресурсов с установлением последовательности проведения мероприятий, объемов и сроков работ, определением затрат и расчетом инвестиционной привлекательности.

В России опыт практического энергоаудита насчитывает всего около десяти лет, при этом только после вмешательства специалистов европейских стран целью энергоаудита в отечественной практике стало комплексное выявление проблем энергоэффективности предприятия, а не локальные проблемы энергоснабжения.

Традиционно выделяют семь основных этапов энергоаудита [13].

1. Ознакомление с предприятием, сбор и анализ необходимой информации, изучение общей структуры производства и распределения энергоресурсов, составление программы обследования. Как правило, по результатам данного этапа определяются объемы, стоимость и сроки выполнения работ.

2. Обследование предприятия, в том числе:

- *первичный энергоаудит* (сбор общей документальной информации по годовому потреблению за базовый и текущий периоды, наличие систем коммерческого и внутреннего учета расхода энергоресурсов и т. д.);
- *инструментальный энергоаудит* (проведение приборных обследований и режимов эксплуатации оборудования). Разработка подробных балансов по всем ресурсам, выявление основных потребителей и резервов энергоэффективности.

3. Разработка энергосберегающих проектов и объединение в единую программу повышения эффективности.

4. Отчет и презентация результатов работы.

5. Реализация энергосберегающих мероприятий.

6. Мониторинг энергопотребления на заданном уровне после внедрения рекомендаций.

7. Организация системы энергоменеджмента.

До проведения энергоаудита и заключения договорных отношений заказчик определяет объекты рационализации и целевые нормативы по энергопотреблению, которые необходимо достичь с помощью энергоснабжающих мероприятий и объявляет конкурс среди ЭСКО. Участники изучают условия конкурса и вносят свои предложения. Заказчик рассматривает их, выявляет победителя и заключает с ним предварительный договор.

Компания, выигравшая конкурс, представляет заказчику свой бизнес-план, в котором, помимо проведения энергоаудита, предусматриваются:

- обоснование условий финансирования;
- установка энергоэффективного оборудования;
- обучение персонала;
- порядок обеспечения долгосрочного контроля работоспособности и эксплуатации оборудования;
- методика определения экономии расхода энергоносителей;
- порядок погашения затрат по проекту.

При этом ЭСКО гарантирует:

- снижение энергопотребления (в соответствии с требованиями заказчика);
- инвестиционное обеспечение проекта;
- качество монтируемого оборудования и систем контроля;
- периодический учет полученной экономии расхода энергоносителей.

Компания-контрактингер может финансировать проект различными способами: за счет собственных средств, банковского кредита, лизинга и др. В случае применения заемных средств наибольшее распространение получили две схемы финансовых взаимоотношений – линейная и кольцевая.

По линейной схеме (рис. 2.12) финансовое учреждение (банк) предоставляет ЭСКО ссуду для реализации проекта энергоснабжения. После внедрения проекта в эксплуатацию заказчик выплачивает контрактингеру средства на основании фактически достигнутой экономии, а ЭСКО в свою очередь возмещает долг банку согласно заранее определенному платежному режиму, причем зависящему от полученной у заказчика экономии. Такая форма отношений в большей степени подходит для ЭСКО, обладающих достаточной финансовой устойчивостью, чтобы выполнять заданный платежный режим.

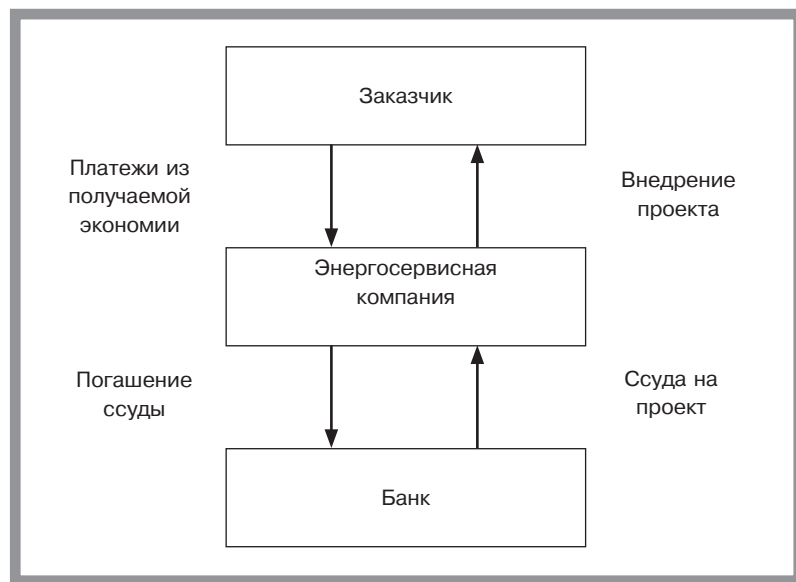
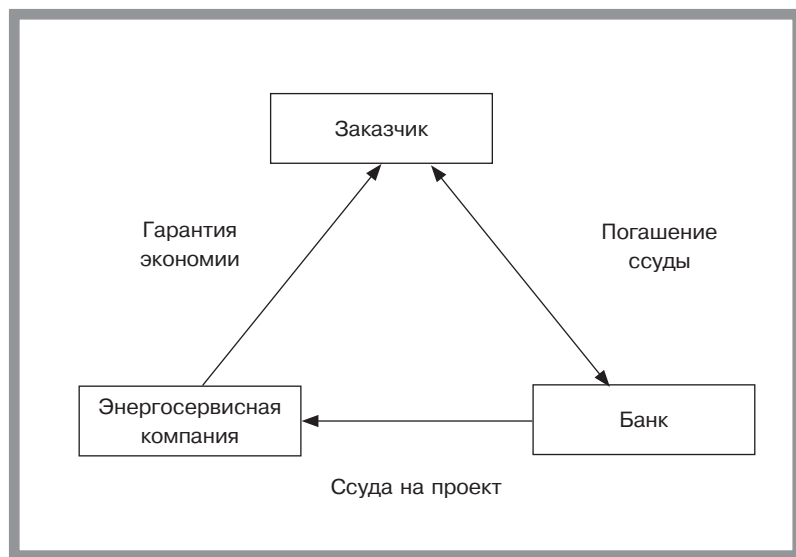


Рис. 2.12.
Линейная схема
финансовых
отношений
в системе
контрактинга

Согласно кольцевой схеме (рис. 2.13) ЭСКО выступает перед заказчиком и финансовым учреждением в качестве посредника и гаранта. Она занимает у банка средства, а заказчик и банк вступают в прямые отношения по поводу выплаты ссуды. Полученные у банка средства переводятся на счет заказчика, который из них выделяет часть на реализацию проекта по плану, разработанному совместно с ЭСКО.

Рис. 2.13.
Кольцевая схема
финансовых
отношений
в системе
контрактинга



Заказчик будет расплачиваться с банком регулярными платежами; выплаты начинаются еще до получения и фиксации экономии энергии. Контрактингер (ЭСКО) гарантирует заказчику определенную величину экономии (в физических единицах) и в денежном выражении, достаточную для покрытия затрат на проект (включая оплату процентов). В противном случае ЭСКО обязана выплатить заказчику соответствующую разницу.

Кольцевая схема предпочтительней, когда финансовое учреждение твердо уверено в платежеспособности предприятия-потребителя. Дело в том, что возврат финансовых средств от потребителя, а не от ЭСКО часто более надежен и проще осуществим.

При использовании любой схемы ЭСКО получает за свои услуги от заказчика некоторую часть его прибыли, обеспечиваемой за счет экономии затрат на энергоснабжение. Метод расчета экономии и принцип ее распределения между ЭСКО и заказчиком являются предметами особой договоренности сторон еще до начала проведения работ по проекту. Эта стадия считается самой критичной во всем процессе. По крайней мере, очевидно, что чем выше экономия, тем больше должны быть платежи заказчика сервисной компании.

В мире распространены два основных типа энергосервисных контрактов.

1. *Долевые контракты.* ЭСКО предоставляет заказчику сервис под ключ, включая обоснование инвестиций, однако заказчик кооперируется с ЭСКО в осуществлении проекта. Сэкономленные денежные средства в итоге делятся между сторонами согласно условиям договора. После окончания контракта денежные средства от экономии энергоносителей начинают аккумулироваться у заказчика (рис. 2.14). В данном типе энергосервисного контракта ожидаемые денежные потоки от экономии

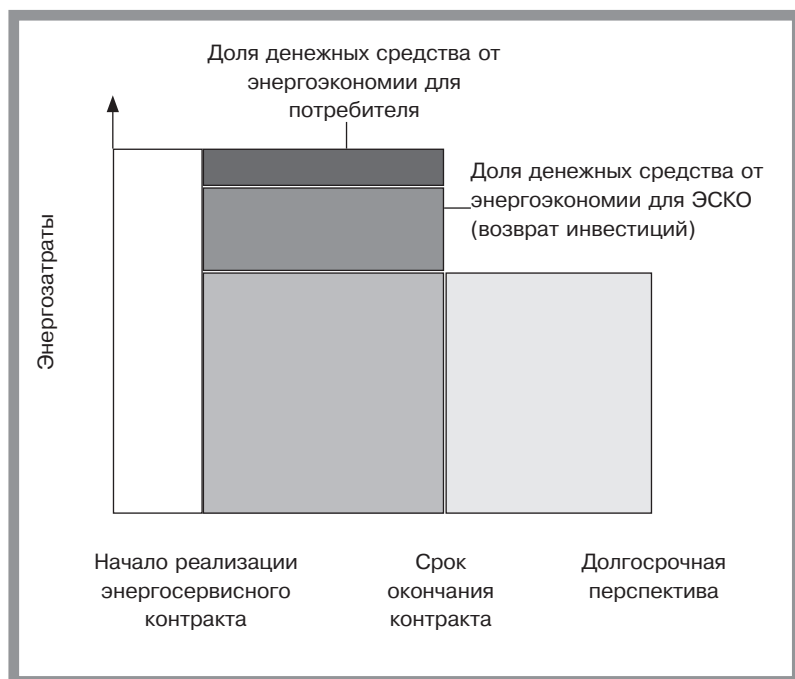


Рис. 2.14. Схема работы ЭСКО по доленой модели энергосервисного контракта

энергоносителей могут быть подтверждены согласованным заранее авансом, который ЭСКО выплачивает заказчику проекта. Величина аванса зависит, как правило, от опыта внедрения предлагаемых технологий – чем меньше опыта у ЭСКО, тем больше аванс.

2. Гарантированные контракты. Заказчик является ответственным лицом за финансирование проекта и осуществляет координацию с ЭСКО во время его реализации. ЭСКО выполняет экономическое обоснование и разрабатывает концепцию проекта, закупает и устанавливает оборудование, гарантируя при этом определенную величину экономии энергии. Если установленная величина экономии энергоносителей не была достигнута по истечении контракта, ЭСКО выплачивает штрафные санкции.

В Китае и ряде других стран потребители энергоресурсов и энергосервисные компании также работают в рамках модели аутсорсинга. В данном случае возможны два варианта взаимодействия:

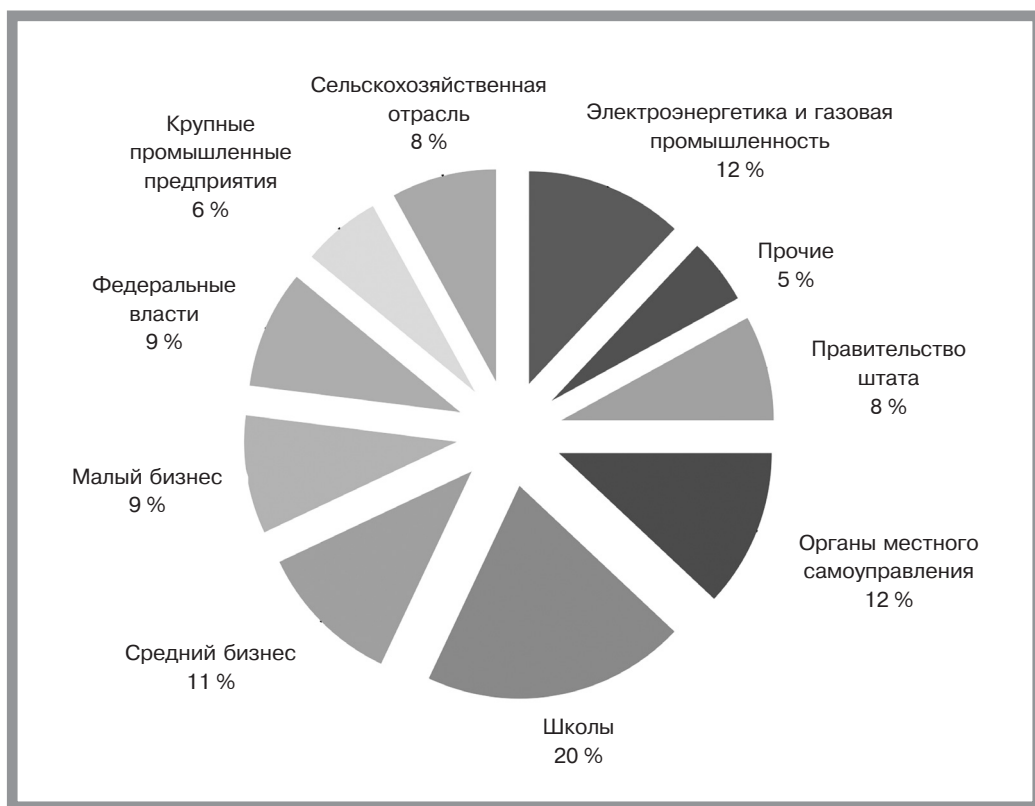
а) для мелких и средних предприятий – Заказчик заключает с ЭСКО договор только на *управление системами, потребляющими энергоносители* (системы кондиционирования и вентиляции, освещение, отопление, генерирующие установки и пр.). В договоре устанавливаются суммы фиксированных платежей или формула для расчета суммы, зависящей от ряда переменных факторов. Таким образом, ЭСКО выполняет функции локального подрядчика для обеспечения текущих операционных процессов;

б) для крупных предприятий – Заказчик полностью выводит энергоактивы из структуры бизнеса и передает их в управление энергосервисным компаниям. Такая схема позволяет экономить ресурсы компании на управление энергетикой крупной промышленной структуры. В данном случае энергосервисная компания решает не только вопросы управления, энергоэффективности производства, взаимодействия со всеми контролирующими органами, но и технического обслуживания энергосистемы в целом.

Разные секторы экономики по-разному привлекательны для ЭСКО. Приоритетный контрагент для энергосервисных компаний в промышленно развитых странах – государственный сектор. Это связано с тем, что в таких странах, как США, Германия, Великобритания, функционируют государственные программы, направленные на поддержку, развитие и совершенствование ЭСКО-индустрии, при этом успешной работе энергосервисного бизнеса способствуют благоприятное правовое поле и развитая система кредитования. Основной «полем» деятельности ЭСКО – реализация энергосберегающих проектов на объектах нового строительства.

В штате Калифорния (США) основными заказчиками энергосервисных услуг являются школы, органы местного самоуправления и правительство штата (рис. 2.15).

Рис. 2.15.
Сегментация
заказчиков
энергосервисных
услуг в штате
Калифорния (США)



В развивающихся странах и странах с переходной экономикой высока активность ЭСКО в промышленном секторе. Так, китайские ЭСКО в основном обслуживают промышленные предприятия и предприятия строительной отрасли (табл. 2.15).

Для развивающихся стран характерен также рост коммерческого сектора, как сегмента рынка энергосервисных услуг, особенно в Бразилии или Индии. Частный (жилой) сектор пока является наименее привлекательным сегментом рынка в большинстве стран. Это обусловлено низкой рентабельностью проектов, запутанными договорными схемами между ЭСКО, управляющими компаниями и жильцами домов и т. д.

Таблица 2.15

РАЗБИВКА ЗАКЛЮЧАЕМЫХ В КИТАЕ ЭНЕРГОСЕРВИСНЫХ КОНТРАКТОВ ПО ТИПАМ

Тип ЭСКО-контракта	Доля контрактов данного типа в общем количестве заключенных контрактов, %	Доля объема инвестиций контрактов данного типа в общем объеме инвестиций, %
Долевые контракты	66	25
Гарантированные контракты	38	71
Аутсорсинг	2	4

Риски, связанные с осуществлением энергоэффективных проектов по системе контрактинга, распределяются между ЭСКО и заказчиком. Практически весь технический риск приходится на долю ЭСКО: выбор и качество устанавливаемого оборудования, соблюдение правил эксплуатации и др. А вот риск изменения цен на энергоносители несет заказчик, так как контрактингер отвечает только за физическую экономию энергии. Для потребителя также существует риск финансовой несостоятельности ЭСКО, обусловленный необоснованным выбором контрактингера. В то же время инвестиционный риск (например, возможность ошибок в оценке затрат на проект) возлагается опять-таки на ЭСКО.

Главным недостатком системы контрактинга является, конечно, более высокая стоимость проекта, вызванная дополнительными затратами ЭСКО (в том числе, вследствие страхования рисков) и необходимостью получения ею определенной прибыли от реализации соответствующих услуг. Поэтому после получения предложения от ЭСКО некий потребитель может решить, что данный проект он способен осуществлять своими силами и дешевле.

Вместе с тем несомненным преимуществом этого метода следует считать освобождение потребителя от первоначальных затрат на финансирование проекта в полном объеме, причем до получения реальной экономии энергии на предприятии. Кроме того, надо учесть, что ЭСКО, как правило, имеют налаженные связи с поставщиками энергоэффективного оборудования и располагают опытным персоналом, специализирующимся на

разработке и внедрении проектов энергосберегающих мероприятий.

Несмотря на стратегическую значимость развития энергосервисного бизнеса, широкий круг различных барьеров препятствует этому. Некоторые барьеры присущи практически всем странам, где функционируют ЭСКО. Часть барьеров специфична и зависит от ситуации в конкретном секторе экономики страны.

Барьеры в государственном секторе:

- риск текучки кадров в энергокомпаниях в связи с переходом персонала в коммерческие структуры;
- высокая бюрократизация процедур согласования проектов;
- предпочтение отдается крупным проектам, имеющим максимальную рентабельность и позволяющим осуществлять максимальный контроль со стороны государства;
- снижение энергопотребления в конечном счете ведет к недополучению денежных средств в бюджет страны;
- несовершенство системы закупок (тендерной системы), в результате работы которой поставщиками энергосервисных услуг оказываются компании, предложившие наиболее низкие цены в ущерб компетентности и качеству.

Барьеры в промышленном секторе:

- крупные компании, имея достаточный уровень капитала и технический персонал в своем штате, считают, что могут самостоятельно осуществлять реализацию энергосберегающих проектов без привлечения сторонних подрядчиков;
- нежелание предприятий производить энергетические аудиты в связи с возможной остановкой важных производственных процессов или раскрытием коммерческих тайн;
- нежелание предприятий инвестировать финансовые средства в «гигиенические» ресурсы, такие как энергия или вода. Менеджмент промышленных предприятий считает более приоритетными сферами инвестиций производственные бизнес-процессы (например, модернизацию производственных линий) или управленческие бизнес-процессы (например, развитие IT-инфраструктур);
- высокие сроки окупаемости энергосберегающих проектов (более трех лет);
- высокая степень риска для ЭСКО в связи с тем, что частная компания может перевести производственные мощности в другой регион или обанкротиться до окончания срока энергосервисного контракта.

Барьеры в коммерческом секторе:

- высокий уровень операционных издержек;

- недостаток понимания сущности энергосервисного контракта (слабая информированность потребителей);
- нежелание участвовать в долгосрочных и дорогостоящих энергосберегающих проектах.

Барьеры в жилом секторе:

- высокий уровень операционных издержек;
- недостаток понимания сущности энергосервисного контракта (слабая информированность потребителей);
- в ряде стран управляющие компании предпочитают проводить мероприятия по увеличению энергоэффективности простыми способами и без привлечения подрядчика (например, замена энергосберегающих ламп в подъездах может быть произведена собственными силами), которые не отнимают много времени и денег;
- недоверие к ЭСКО, в частности, связанное с тем, что управляющие компании и жильцы домов расценивают энергетические аудиты как способ продать сопутствующие товары/услуги.

Существенны барьеры, связанные с поиском источников финансирования проектов энергосервисными компаниями, особенно в развивающихся странах. В то время как в промышленно развитых странах ЭСКО концентрируют свои усилия непосредственно на действиях по энергосбережению и технических вопросах, а финансовый сектор заботится об инвестициях, в развивающихся странах главный вопрос для энергосервисного бизнеса – где найти деньги. Поэтому ЭСКО финансируют проекты из собственных средств.

Поскольку финансовые учреждения испытывают недостаток информации об экономическом потенциале энергоэффективности, а в особенности об опыте кредитования ЭСКО, они часто считают, что энергосервисный бизнес крайне рискованный. В дополнение этот факт осложняется необходимостью банков оценить кредитоспособность ЭСКО. В результате кредитные учреждения либо попросту отказываются кредитовать ЭСКО, либо сильно завышают процентные ставки.

Многочисленные проблемы, препятствующие развитию энергосервисного бизнеса тем не менее находят свое разрешение. Широкий ряд факторов обеспечил становление успешной ЭСКО-индустрии во многих странах. К общим факторам можно отнести:

- высокую интенсивность использования энергоносителей во всем мире;
- наличие государственных или муниципальных программ по энергосбережению или намерение правительств повысить энергетическую эффективность региона;
- наличие мощной информационной инфраструктуры, позволяющей информировать общественность о роли энергосбережения;
- рост третичного сектора экономики, в частности, промышленного сервиса (например, в электроэнергетике).

Необходимо отметить, что развитие ЭСКО-индустрии требует государственной поддержки, заключающейся прежде всего:

- в создании соответствующей нормативно-правовой базы;
- контроле правил функционирования рынка энергосервиса;
- стимулировании льготного кредитования ЭСКО.

Решением проблемы снижения операционных издержек может стать одновременное выполнение работ по энергосбережению на нескольких объектах. Такой подход выгоден как для ЭСКО, так и для кредитных учреждений, особенно когда утверждена фиксированная ставка доходности проекта, ниже которой проект не будет одобрен.

В США развита практика *демонстрационных энергосберегающих проектов* в государственном секторе. Это повышает информированность общественности о сущности энергосбережения и энергосервисных контрактов, и, как следствие, растет доверие к ЭСКО среди потенциальных заказчиков в других секторах экономики.

Для решения проблем финансирования во многих странах созданы специальные поддерживающие механизмы, основанные, в частности, на совместном финансировании и разделении рисков. Правительство Бразилии, например, сформировало так называемый гарантийный фонд для реализации проектов по повышению энергетической эффективности. При осуществлении проекта Бразильский государственный банк развития принимает на себя 80 % кредитного риска, а остальные 20 % принимает банк-посредник. Для реализации системы контрактинга в Германии предоставляются льготные банковские кредиты, проценты по которым в среднем снижены на 20–30 % по сравнению с обычными.

Множество механизмов финансовой поддержки реализуются международными организациями или банками (Европейский банк реконструкции и развития, Всемирный банк, Международная финансовая корпорация, Глобальная программа защиты окружающей среды). К таким механизмам относятся гранты, кредиты, ссуды, и распространены они в основном в странах с переходной экономикой или в развивающихся странах.

Китайская программа экономического стимулирования ЭСКО, созданная при поддержке Всемирного банка, заключалась в формировании специального резервного фонда, который находился под контролем Министерства финансов Китая и представлял собой резерв кредитных поручительств. С 2004 по 2008 г. этот фонд вырос с 52 до 90 млн \$, и около 40 ЭСКО получили кредитные гарантии для одного или более своих проектов. Создание программы было направлено на развитие ЭСКО-индустрии, в частности, на создание новых направлений энергосберегающих проектов.

Другой проект, разработанный в 2002 г. при поддержке Мирового банка и Глобальной программы по защите окружающей

среды, был направлен на оказание технического содействия и создание механизма финансового посредничества для энергосберегающих инвестиций в Индии, Китае и Бразилии. Этот проект получил название Трехстороннего проекта в области энергоэффективности и энергосбережения (ТПОЭ).

ТПОЭ поддержал развитие рынка ЭСКО при помощи обмена опытом, технологиями, финансовыми и договорными моделями, которые могут иметь место при реализации энергосберегающих проектов. Проект инициировал исследования в области оценки финансовой эффективности самих проектов, при этом кредитные учреждения были вовлечены в данные исследования и разрабатывали финансовые схемы и системы финансовых гарантий под реализацию энергосберегающих проектов.

Надо отметить, что наличие в регионе программ по управлению спросом – один из важнейших факторов, стимулирующих развитие энергосервисного рынка.

К другим мерам, обеспечивающим развитие ЭСКО-индустрии, относятся:

- стандартизация энергосервисных контрактов или их ключевых положений;
- создание специальных систем аккредитации ЭСКО (подобно системе СРО в российской строительной отрасли). В качестве примера таких систем можно привести Американскую ассоциацию ЭСКО, Европейскую комиссию по стандартизации и т. д.;
- кооперация с организациями, которые специализируются на разработке и поставках новых технологических решений. Поставщики оборудования, предприятия энергомашиностроения, исследовательские институты и университеты должны рассматриваться как важнейшие стратегические партнеры ЭСКО.

Барьеры, с которыми сталкивается российский зарождающийся энергосервисный бизнес, аналогичны описанным выше. Это и недостаток финансирования, и несовершенство системы закупок, и высокие операционные издержки, и слабая информированность общественности. Есть еще один серьезный барьер, присущий, пожалуй, странам с высоким сырьевым потенциалом, – это отсутствие мотивации к энергосбережению у общества.

К специфическим барьерам, препятствующим развитию рынка энергосервисных услуг в России, можно отнести:

- дефицит методических и нормативных материалов по получению экономии денежных средств при реализации энергосберегающих проектов, а также практик доказательного мониторинга экономии денежных средств после внедрения проектов;
- практически полное отсутствие правил бухгалтерской проводки получаемой экономии на систематической основе, ее дифференцированного учета и аккумуляции;

- непонимание принципов определения периода начисления экономии и определения базы сравнения.

Как следствие размытости предмета экономии и отсутствия четких гарантий по возврату денежных средств – нет заинтересованности в энергосбережении у подавляющего большинства компаний и у потенциальных инвесторов.

Сейчас в РФ делаются попытки создать благоприятную основу для развития ЭСКО-индустрии. Большую роль в этом процессе играет Российский союз промышленников и предпринимателей. Происходят попытки привлечения западного финансирования, в частности, Европейского банка реконструкции и развития. Однако в целом степень проработанности проблемы энергоэффективности остается низкой.

Очевидно, что для российской действительности необходима разработка методических подходов к вопросам энергоэффективности и развития энергосервисного рынка. Без этого эффективное решение приоритетных вопросов энергосбережения невозможно.

России необходимо перенимать западный опыт формирования рынка энергосервисных услуг с учетом отечественной специфики. К важным элементам этого процесса относятся развитие практики демонстрационных энергосберегающих проектов, создание механизмов финансовой поддержки, организация взаимодействия науки и энергетического бизнеса, развитие малого предпринимательства.

Так, например, в Китае, стране со схожей по большинству параметров энергосистемой, более 50 % ЭСКО – это малые предприятия, и лишь 12 % игроков рынка являются крупными компаниями, как правило, дочерними подразделениями территориальных энергетических структур. Именно развитие малого энергосервиса считается в Китае локомотивом энергоэффективности, развития электрификации и реализации программ управления спросом.

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СТРАТЕГИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1. СИСТЕМА ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

С точки зрения интересов потребителей дальнейшее развитие конкурентно-рыночных отношений в электроэнергетике должно обеспечивать прежде всего стабилизацию и снижение цен на энергию, повышение качества и расширение ассортимента услуг по энергоснабжению.

Для выработки энергетической стратегии, основанной на принципах рационального поведения, потребителям, в особенности крупным промышленным предприятиям, недостаточно только знания своих рыночных возможностей. Необходимо также четко представлять организационно-технические риски, среди которых: резкие колебания цен, перебои в поставках энергоносителей в связи с временным дефицитом генерирующих (транспортных) мощностей, нарушения в цепочке финансовых отношений или ошибок при выборе поставщиков. В целом, неопределенность внешней среды для потребителя в условиях открытого энергетического рынка существенно повышается, и одна из важнейших целей менеджмента промышленных предприятий состоит в максимально возможном сокращении этой неопределенности.

В общем значении энергоменеджмент представляет собой совокупность принципов, знаний, форм и средств управления энергосбережением для снижения затрат на используемые энергетические ресурсы.

Реализация энергоменеджмента позволяет без больших финансовых потерь достигнуть значительной экономии энергии и уменьшить негативные последствия при плохой работе энергетических систем (как электро-, так и теплооборудования) в зданиях, сооружениях, на промышленных объектах. По существу, энергоменеджмент воздействует на процессы потребления энергии на самых разных уровнях (рис. 3.1).

Энергоменеджмент может обеспечить:

- обнаружение дефектов, некорректной работы или сбоев в системах энергопотребления;
- скорое вмешательство при неблагоприятных тенденциях к увеличению расхода энергоресурсов;
- выявление рекомендуемых направлений технологической модернизации и их приоритетность;
- учет вопросов экологии и использования энергии на любых уровнях муниципалитета.

Энергоменеджер занимается вопросами потребления энергетических ресурсов на предприятии (или определенной тер-

ритории региона), решает вопросы, связанные с обеспечением эффективности предложенных мероприятий по энергосбережению (в основном низкозатратных и беззатратных).

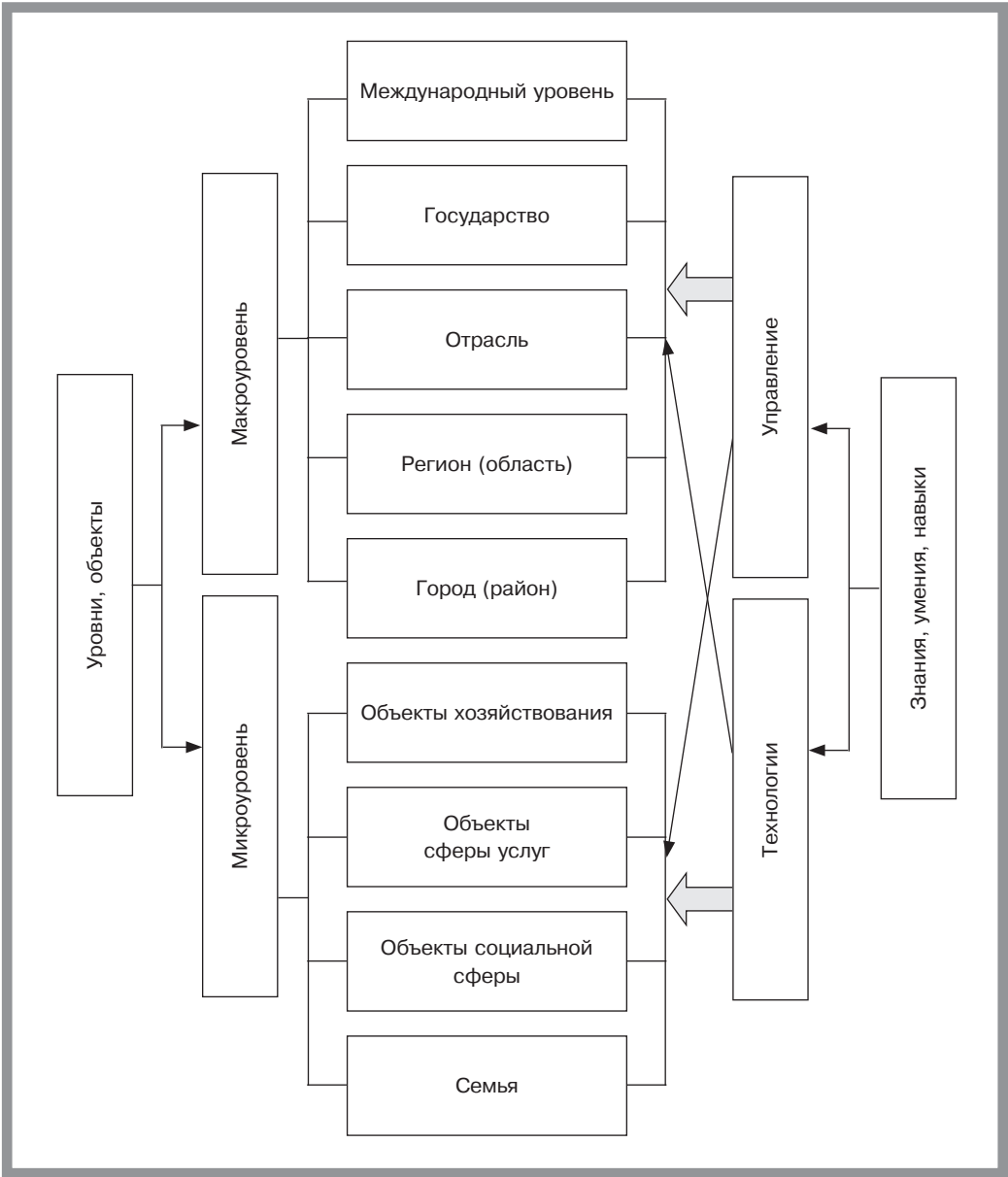


Рис. 3.1. Иерархия энергоменеджмента

Организация, настроившая и наладившая работу эффективной системы энергоменеджмента, получает возможность:

- улучшения производственного цикла;
- своевременного проведения эффективных мероприятий по энергосбережению;

- получения отдачи от данных мероприятий, выражающейся в финансовой прибыли;
- повышения своей собственной энергоэффективности;
- реализации планов по увеличению эффективности энергосбережения посредством проведения анализа действующего потребления энергии по отношению к ожидаемому;
- внедрения и применения в деятельности компании различных законодательных, регулирующих, контрактных и иных требований и обязательств.

Система энергоменеджмента – совокупность управленческих методов повышения энергоэффективности и следующих за ними технических и экономических методов. Основной функцией системы энергоменеджмента является управление энергопотреблением в направлении повышения его эффективности (рис. 3.2).

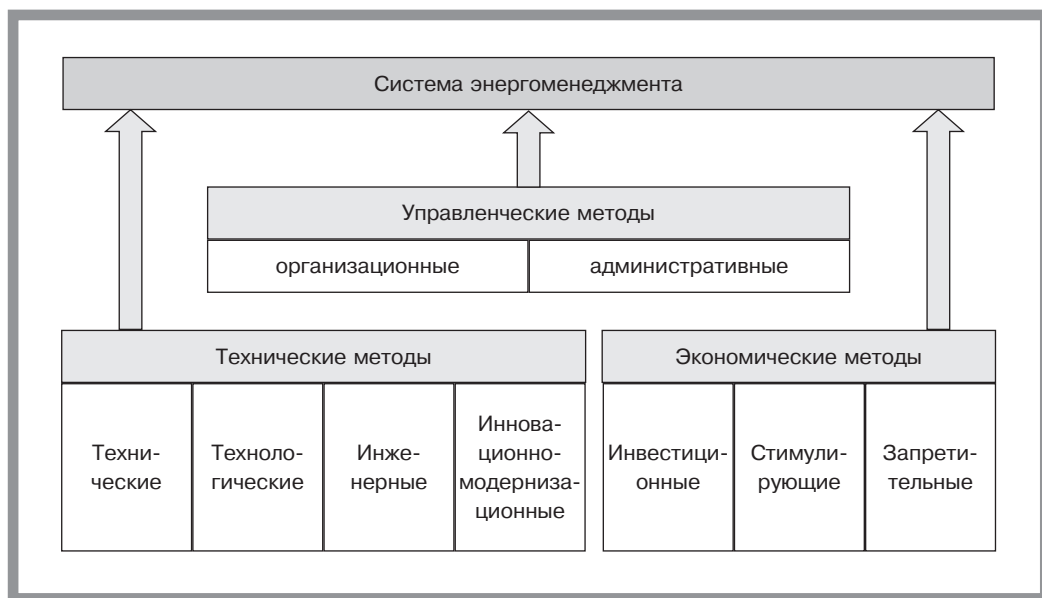


Рис. 3.2. Структура системы энергоменеджмента

Объектом управления в системе энергоменеджмента является совокупность технологического и энергетического оборудования, энергетических сетей, а также режимы их работы. *Субъект управления* – технический, инженерный, управляющий персонал.

Опыт развитых стран демонстрирует прямой экономический эффект от внедрения системы энергоменеджмента, который достигается спустя 3–5 лет после начала реализации мероприятий. Главный эффект выражается в том, что сбережение энергии становится культурой организации, разделяемой всеми ее сотрудниками, при которой система энергоменеджмента является структурой и организационной основой для постоянной

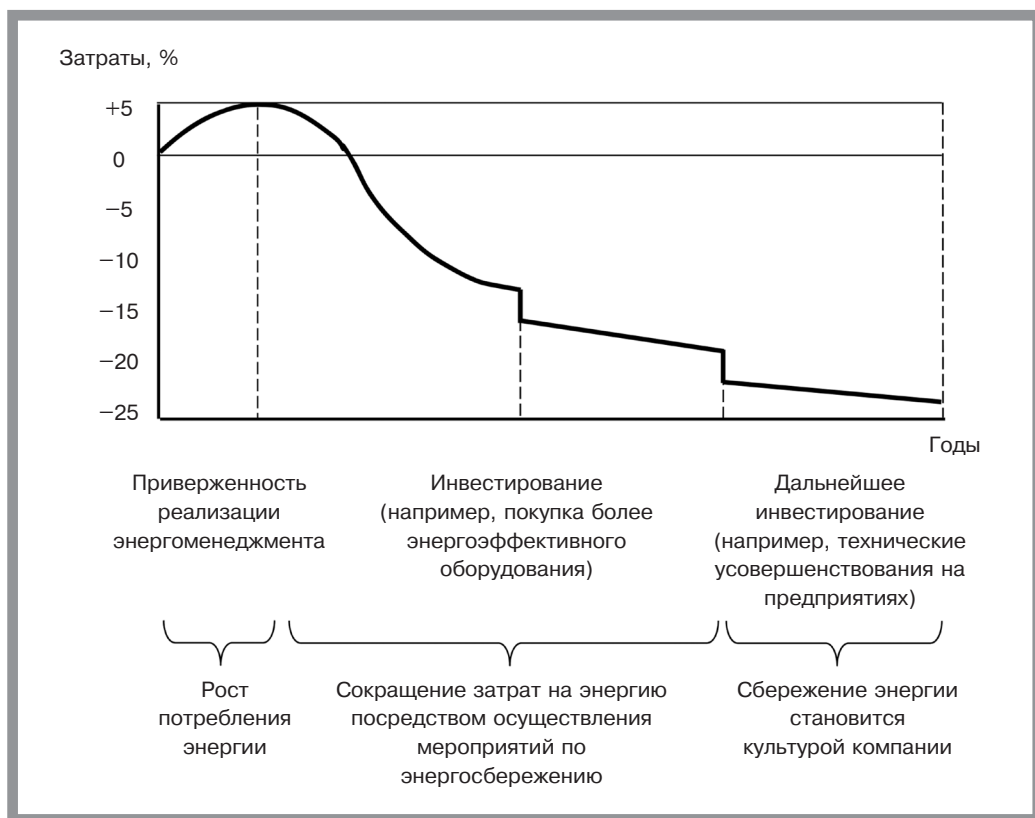


Рис. 3.3.
Результаты от системного процесса энергоменеджмента
Источник:
Агентство по устойчивой энергетике Ирландии, URL: www.seai.ie/Your_Business/Large_Energy_Users/Resources/Energy_Management_Systems/

работы по улучшению энергопоказателей независимо от смены персонала (рис. 3.3).

Функционирование системы энергоменеджмента, как правило, основано на цикле Деминга, предполагающем прохождение четырех замкнутых стадий: планирование, действие, проверка и корректировка. Эффективность прохождения каждой стадии оценивается по набору локальных критериев, таких как наличие энергополитики; уровень организации обмена информацией в области энергоменеджмента между подразделениями; наличие и фиксация энергопараметров; проработанность механизмов выявления явных и потенциальных несоответствий, а также причин их появления; совершенство методик оценки эффективности предпринятых действий и др. (табл. 3.1).

Стандарты систем энергоменеджмента предоставляют политическую (регламентную) основу и рыночно-ориентированные средства для распространения и внедрения лучшего опыта в области энергоэффективности на предприятиях и в организациях. Существуют как национальные²⁵, так и международные стандарты, наиболее распространенным из которых является стандарт ISO 50001 Energy management systems – Requirements with guidance for use (Системы энергоменеджмента – Требования и руководство по использованию) (рис. 3.4).

²⁵ Национальные стандарты, действующие в различных странах мира, подробно описаны в [22].

Таблица 3.1

АЛГОРИТМ ВЫПОЛНЕНИЯ ФУНКЦИЙ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

Функция управления	Временной интервал	Содержание управленческой деятельности
Целеполагание	Неограниченно длительный	<ul style="list-style-type: none"> формулировка и декомпозиция целей
Организация	Непрерывно	<ul style="list-style-type: none"> обеспечение организованности всех компонентов процесса управления
Стратегическое планирование	Долгосрочная перспектива (свыше 5 лет)	<ul style="list-style-type: none"> прогнозирование поведения внешней среды; стратегии развития; подготовка кадров; выбор рационального энергоносителя; инновационная деятельность по энергосберегающим проектам
Тактическое планирование	Среднесрочная перспектива (до 5 лет)	<ul style="list-style-type: none"> прогнозирование поведения внешней среды; планирование мероприятий по поставкам энергоресурсов, оборудования; повышение квалификации энергоменеджеров; планирование спроса на поставки энергоносителей; проведение энергоаудита; определение состава и численных значений показателей развития; бизнес-планирование инвестиционных мероприятий по энергосбережению
Текущее планирование	Краткосрочная перспектива (до 1 года)	<ul style="list-style-type: none"> прогнозирование поведения внешней среды; определение состава и численных значений показателей годового, квартального, месячного планов энергопотребления; внутренний энергоаудит по отдельным потребителям энергии; управление энергосберегающими проектами
Координация деятельности	Кратко-среднесрочная перспектива (от месяца до года)	<ul style="list-style-type: none"> определение структуры управления; налаживание взаимодействия между составными частями; разделение обязанностей персонала и согласование действий
Оперативное управление	Непрерывно	<ul style="list-style-type: none"> выявление отклонений от плановых заданий и устранение таких отклонений (управление нагрузкой, нормализация энергопотребления); верификация исходных данных и результатов

Продолжение таблицы 3.1

Функция управления	Временной интервал	Содержание управленческой деятельности
Учет и контроль	Непрерывно	<ul style="list-style-type: none">• наблюдение за ходом энергопотребления и параметрами, влияющими на формирование энергопотребления;• сравнение фактических и заданных значений показателей энергопотребления и параметров, влияющих на формирование энергопотребления;• выявление величины, причины, места и времени обнаруженных отклонений;• наблюдение, фиксация и регистрация параметров энергопотребления;• группировка результатов для получения сводных (итоговых) данных о параметрах электропотребления и параметрах, влияющих на формирование энергопотребления;• формирование отчетных данных;• формирование банка данных о параметрах электропотребления и параметрах, влияющих на формирование энергопотребления

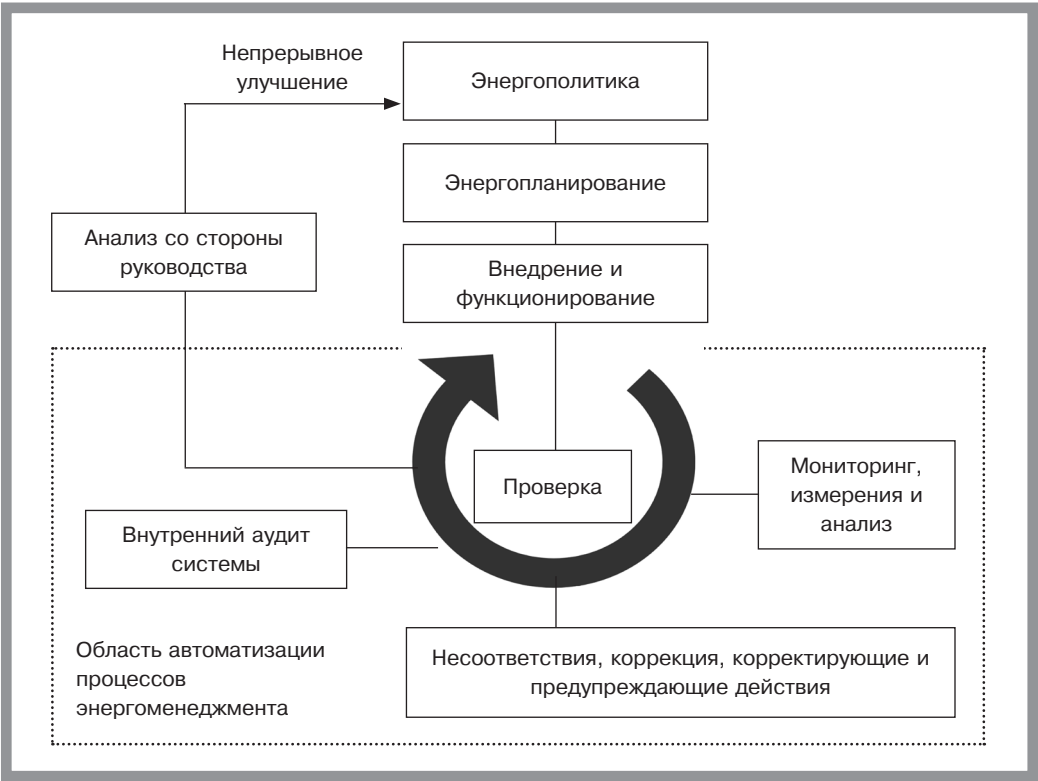


Рис. 3.4. Официальная модель ISO 50001:2011

Цель стандарта – предоставить компаниям всеобъемлющее и структурированное руководство по оптимизации процесса использования энергоресурсов и системному управлению этим процессом.

В соответствии со стандартом процесс реализации энергетического менеджмента на предприятии можно разделить на следующие разделы:

- оценочный аудит – организуется и проводится оценочный аудит имеющейся системы энергетического менеджмента компании в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001, формируется и предоставляется отчет о степени, в которой деятельность компании соответствует требованиям, предъявляемым стандартом, указываются несоответствия и даются рекомендации по их устранению;
- обучение – организуются и проводятся обучающие мероприятия для высшего звена руководства, представителей отделов и служб главного энергетика, главного технолога, главного механика, внутренних аудиторов, участников проекта по внедрению;
- планирование – устанавливаются сооружения, оборудование, процессы и персонал, в существенной степени влияющие на энергопотребление (идентификация энергетических аспектов), выявляются законодательные и другие требования в сфере энергосбережения, которыми должна руководствоваться компания. Определяется энергополитика, энергоцели и показатели, программы энергоменеджмента, распределяются обязанности, ответственность и полномочия в системе энергетического менеджмента. Устанавливается необходимый уровень компетентности персонала, составляется план-график разработки требующейся документации;
- разработка – разрабатывается документация, руководство, включающее описание элементов стандарта ISO 50001, документированные процедуры, записи, положения о подразделениях, должностные и рабочие инструкции;
- внедрение и заключительная оценка – внедряются разработанные документы в повседневную практику работы организации, организуются и проводятся внутренние аудиты, анализ функционирования системы энергетического менеджмента, заключительная оценка в соответствии с правилами сертификационного органа.

Пример последовательности действий при внедрении системы энергоменеджмента представлен в табл. 3.2.

Наиболее комплексной практикой реализации процесса энергоменеджмента на предприятии, основанной на применении стандарта ISO 50001:2011, а также ряда других нормативных документов (в частности, стандарты охраны труда и безопасного труда OHSAS 18001, безопасности пищевых продуктов ISO 22000 и рационального использования окружающей среды ISO

Таблица 3.2

ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА: ЭТАПЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Действия	Результат
Энергетическое обследование	<ul style="list-style-type: none"> Выявление потенциала энергосбережения, в т. ч. экспертиза договоров на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР); Проведение энергообследования и составление энергопаспорта; Формирование рекомендаций
Обучение и вовлечение сотрудников в процесс создания системы энергоменеджмента	<ul style="list-style-type: none"> Формирование у коллектива организации системы разделяемых ценностей в области энергоэффективности; Создание обстановки готовности к действиям
План создания системы. Составление списка необходимых документов	<ul style="list-style-type: none"> План мероприятий по подготовке регламентных документов системы энергоменеджмента; Определение ответственных лиц – руководителей и рабочих по направлениям
Разработка системы энергоменеджмента	<ul style="list-style-type: none"> Определение политики, целей и задач энергоменеджмента; Формирование схем взаимодействия подразделений и регламентов обмена информацией; Оценка энергоэффективности и достижения поставленных целей
Внедрение системы энергоменеджмента	<ul style="list-style-type: none"> Информирование персонала о требованиях, ответственных, полномочиях, мотивациях; реализация мероприятий, предусмотренных в документах по энергоменеджменту, организация взаимодействия подразделений, мониторинг систем энергопотребления, организация системы закупок электроэнергетического оборудования
Внутренние аудиты системы энергоменеджмента	<ul style="list-style-type: none"> Определение возможностей улучшения системы
Сертификация	<ul style="list-style-type: none"> Получение сертификата международного стандарта ISO 50001

²⁶ Организация Объединенных Наций по промышленному развитию, ЮНИДО (UNIDO) – специализированное учреждение Организации Объединенных Наций. Она отвечает за содействие и усиление устойчивого промышленного развития в развивающихся странах и странах с переходной экономикой, а также работает над повышением качества жизни в самых бедных странах мира путем использования своих совокупных глобальных ресурсов и опыта.

14001), в настоящее время является Программа ЮНИДО²⁶ по энергоэффективности в промышленности. Программа базируется на «трех китах»: ответственность руководства, разработка энергетической политики и управленческий анализ.

Так, для эффективного функционирования системы энергоменеджмента крайне важно, чтобы высшее руководство организации было полностью вовлечено и заинтересовано в процессе ее внедрения. Готовность руководства к внедрению энергоменеджмента определяется реакцией на следующие вопросы.

- Знает ли высшее руководство компании о том, что можно добиться существенной экономии издержек на электроэнергию простыми и малозатратными способами, без привлечения финансовых инвестиций?
- Заинтересованы ли представители высшего руководства в снижении энергозатрат и готовы ли они взять на себя соответствующие обязательства, существует ли в компании одобренная руководством энергетическая политика?

- Существует ли в организации распределение функций, зон ответственности и полномочий среди всех сотрудников, связанных со значительным энергопотреблением? Закреплено ли это документально?
- Известно ли количество значимых энергопотребителей и имеется ли документальное подтверждение?
- Установлен ли базовый уровень энергоэффективности, с которым можно будет в дальнейшем сравнивать достигнутые показатели?
- Были ли определены индикатор(ы) или исходные параметры для дальнейшей оценки прогресса?
- Были ли определены и зафиксированы документально энергетические цели и задачи организации?
- Был ли разработан план действий?
- Проводится ли анализ системы энергоменеджмента по крайней мере раз в год и разрабатывается ли перечень возможных изменений на основании его результатов?

Для оценки заинтересованности менеджмента в реализации инструментов энергоменеджмента эксперты ЮНИДО предлагают использовать контрольную карту (табл. 3.3), на основе которой в последующем строится лепестковая диаграмма (рис. 3.5). Работа с контрольным листом не предполагает «слепого» запол-

Таблица 3.3

МЕТОДИКА ЮНИДО: ПРИМЕР САМООЦЕНКИ ГОТОВНОСТИ
РУКОВОДСТВА К ВНЕДРЕНИЮ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

Вопрос	Статья	Оценка*	Предмет обсуждения
Знает ли высшее руководство, что значительная экономия на энергопользование может быть достигнута простыми низкозатратными способами без необходимости привлекать финансовые инвестиции?	Принятие потенциала	1	Использовала ли организация все низкозатратные возможности, прежде чем начинать инвестировать в капитальные проекты?
Есть ли четкая заинтересованность руководства в снижении энергозатрат и существует ли в организации принятая энергетическая политика?	Интерес руководства	2	Когда наступает необходимость прийти к компромису по вопросу сокращения энергопотребления, какие факторы обычно имеют приоритетное значение?
Были ли определены функции, зоны ответственности и полномочия среди всех сотрудников, имеющих влияние на значительное использование энергии, и прописаны ли они документально?	Функции и зоны ответственности	2	Насколько распространены такие отговорки, как: «Я слишком занят» или «У меня есть другие более важные занятия»?
Были ли определены объемы энергопотребления и документально зафиксированы?	Значимые энергопотребители (ЗЭП)	3	Знаете ли вы, на что расходуется по крайней мере 80 % вашей энергии?

Продолжение таблицы 3.3

Вопрос	Статья	Оценка*	Предмет обсуждения
Были ли установлены исходные данные показателей энергопотребления, в сравнении с которыми можно было бы определить прогресс?	Исходные данные	2	Можете ли вы оценить объем энергопотребления, основываясь на показателях до поступления счета?
Были ли определены индикатор(ы) или количественные показатели для дальнейшего использования при определении прогресса по сравнению с исходными данными?	Показатели энергоэффективности	2	Насколько активно вы реагируете, если фактические показатели потребления превышают ожидаемые?
Были ли определены и документально зафиксированы цели и задачи компании относительно энергопотребления?	Цели и задачи	3	Проводится ли подсчет и анализ показателей на регулярной основе для достижения успешных результатов?
Был ли разработан план действий в части энергопользования?	План действий	2	Получили ли планы одобрение и имеются ли соответствующие ресурсы, а также позволит ли их выполнение удовлетворить поставленные задачи?
Проводится ли оценка системы энергоменеджмента по крайней мере раз в год и основаны ли проводимые усовершенствования на результатах этих оценок?	Внутренний аудит	1	Есть ли вы список возможных улучшений, которые можно внедрить в систему менеджмента (идеи нетехнического характера)?

* Шкала оценок – от 0 до 5, где 0 означает абсолютную неготовность руководства к внедрению энергоменеджмента, 5 – полную готовность.

нения опросника для констатации фактов – напротив, заинтересованные сотрудники и лица, принимающие решения, должны организовать дискуссию, «путеводитель» которой представлен в последнем столбце контрольной карты.

Обязательство вовлеченности в проект означает больше, чем просто заявление о поддержке – оно должно установить степень ответственности каждого из представителей руководящего состава, включенных в процесс внедрения данной системы, и обязательную регулярную отчетность о достигнутом прогрессе. Минимальный набор мероприятий, предполагающихся после решения о вовлеченности в проекты, приведен ниже:

- разработка энергетической политики (а также ее внедрение и обязательное использование);
- назначение куратора проекта из представителей руководства (а также определение дополнительного ключевого персонала – команды проекта, ответственной за успешную разработку и внедрение системы энергоменеджмента (СЭнМ) на предприятии);
- предоставление ресурсов (время, бюджет, персонал и информация);

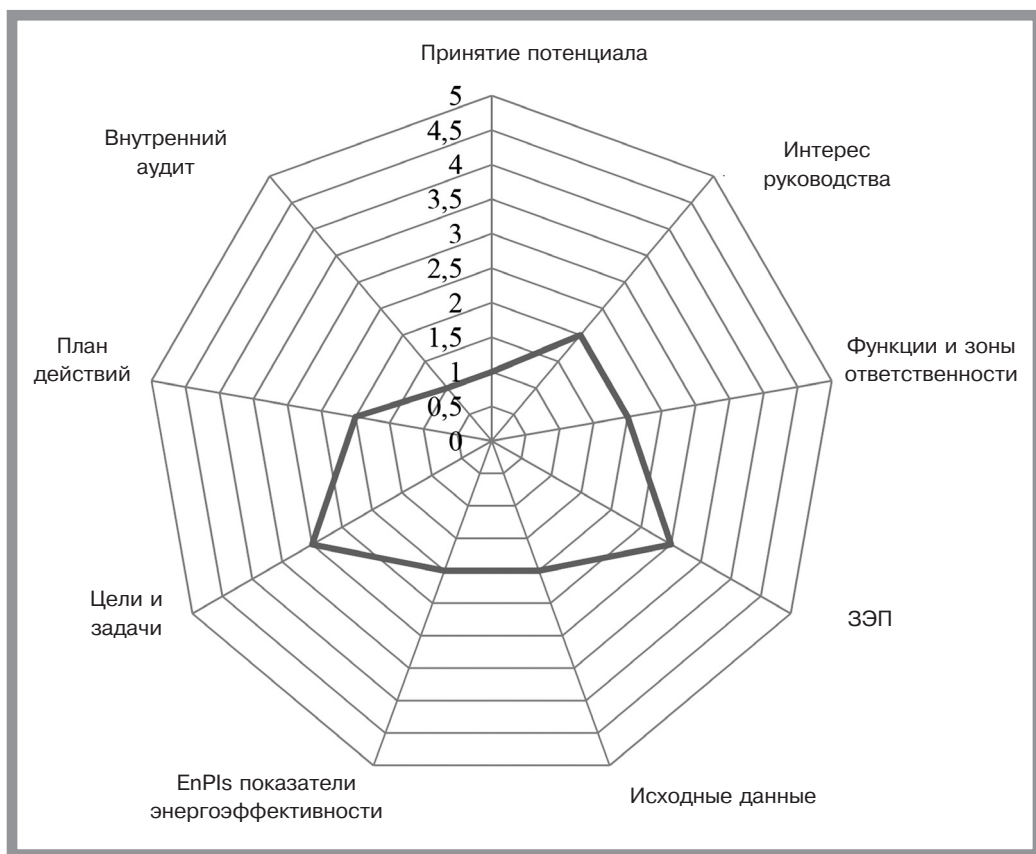


Рис. 3.5.
Лепестковая
диаграмма,
иллюстрирующая
результаты
самооценки

- распределение, согласование и обсуждение всех функций, зон ответственности и полномочий для выполнения каждой из задач, необходимых для разработки, внедрения и функционирования СЭнМ;
- объяснение роли энергоменеджмента персоналу предприятия;
- установление целей и задач – энергетическое планирование;
- принятие решений по текущим вопросам, связанным с улучшением энергопоказателей.
- проведение анализа руководящим составом.

Цель *энергетической политики* состоит в том, чтобы документально зафиксировать обязательство предприятия и общий подход к организации энергоменеджмента на высшем уровне. В данный документ обязательно включать все детали по способам регулирования энергопотребления в организации. Он является основой для формирования всех остальных компонентов СЭнМ.

Политика должна включать в себя следующие аспекты:

- соответствовать характеру и масштабу энергопотребления на предприятии;

- ее необходимо периодически пересматривать и обновлять (например, ежегодно), что может осуществляться в рамках регулярного управленческого анализа всех процессов СЭнМ;
- ее положения должны быть доведены до всех сотрудников и подрядчиков, чтобы показать им значимость системы энергоменеджмента для руководства компании и приверженность ей.

В Приложении А представлен пример формулировки энергетической политики.

В команду реализации процесса энергоменеджмента могут быть включены следующие участники.

1. Куратор проекта из руководящего состава.
2. Заведующий энергетическим хозяйством, главный энергетик или начальник отдела по вопросам защиты окружающей среды, охраны труда и техники безопасности (или все «три в одном»).
3. Сотрудник, проявивший интерес к проекту, чье участие поможет сделать процесс внедрения более гладким.
4. По одному представителю из каждого ключевого сектора по значимому энергопотреблению, чтобы таким образом все элементы компании были представлены в данном процессе. Размер команды будет зависеть от масштабности проекта и сложности устройства организации и ее энергопотребления.
5. Финансовый менеджер.
6. Директор по производству и/или заместитель(и) директора по производству.
7. Руководитель службы контроля качества и службы по технике безопасности.
8. Персонал по коммуникациям или обучению.
9. Другие отделы, которые могут оказывать влияние на результаты энергопотребления или помощь в процессе внедрения системы СЭнМ.

Этап планирования предназначен для трансформации энергетической политики в ряд специальных действий, осуществляемых в будущем периоде для улучшения энергопоказателей. На данном этапе проводится обзор энергетических процессов предприятия. Выявляются:

- объем и наиболее значительные источники потребляемой энергии;
- тенденции энергопотребления;
- факторы и переменные, влияющие на изменение энергопотребления;
- сотрудники, имеющие наибольшее влияние на энергопоказатели;
- индикаторы оценки и регулирования энергопоказателей предприятия;
- возможности и резервы повышения энергоэффективности;
- цели и задачи, достигаемые за счет улучшения показателей энергоэффективности;

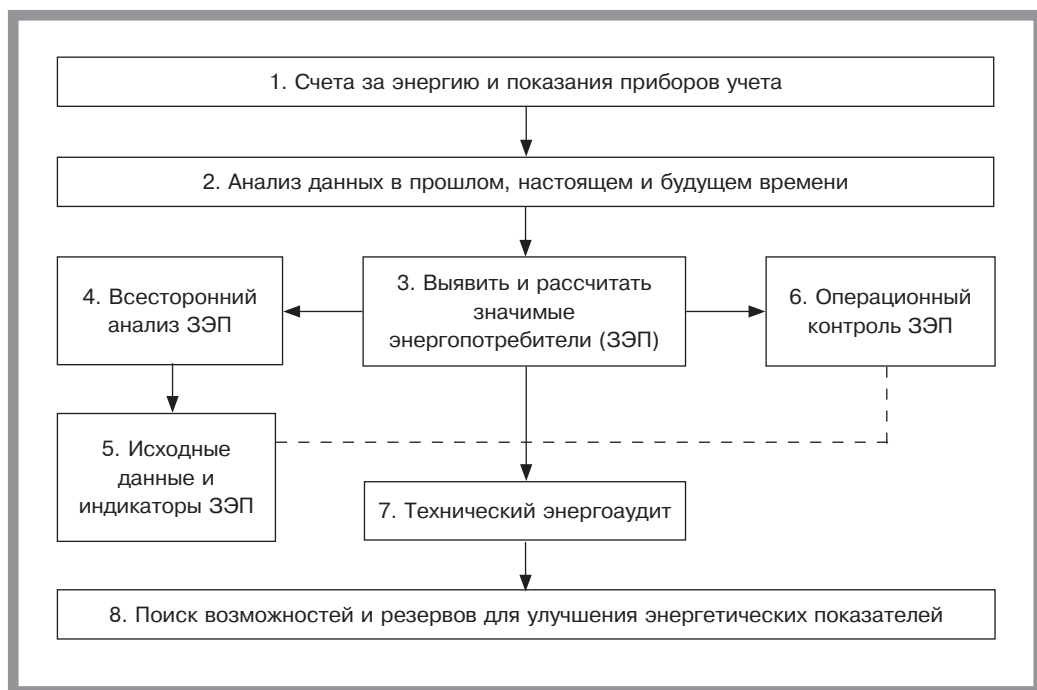


Рис. 3.6. Процесс энергетического планирования

- план действий для контроля над энергопотреблением на следующий период (рис. 3.6).

Табл. 3.4 содержит краткое описание всех задач, необходимых для внедрения, функционирования и совершенствования системы энергоменеджмента. Этот перечень может использоваться в разных целях для повышения эффективности процесса реализации системы.

3.2. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, РАБОТАЮЩИХ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ

Мировой опыт показывает, что перспективы развития розничных энергетических рынков связаны с двумя противоречивыми процессами. С одной стороны, это функциональная специализация и диверсификация энергетического бизнеса, проявляющаяся в создании массового количества узкоспециализированных энергосервисных компаний, оказывающих конечным потребителям услуги в областях энергосбережения, ремонта оборудования, лизинга, электрических измерений.

С другой – рост количества горизонтально интегрированных «мультиэнергетических» (многофункциональных) компаний, предоставляющих в одном «пакете» комплекс услуг по энергоснабжению: поставка электроэнергии, газа, тепла, средств энергоэффективности и т. д.

Таблица 3.4

**ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА
В СООТВЕТСТВИИ С ПОДХОДОМ ЮНИДО**

Задача	Что требуется?	Периодичность	Ответственные
Подготовка и обязательство вовлеченности			
Определить область применения и границы использования СЭНМ	Выявить источники и возможности использования энергии, а также «узкие» места – функциональные подразделения и отделы компании	Ежегодно	Команда энергетиков
Сформулировать функции и зоны ответственности	Убедиться, что назначенный персонал понимает свои функции, зоны ответственности и полномочия, а также обеспечить необходимыми ресурсами и поддержкой для выполнения их функций в рамках внедрения СЭНМ	На постоянной основе	Все вовлеченные в процесс сотрудники и подрядчики
Разработать и периодически пересматривать документ по энергетической политике		Ежегодно	Руководство
Установить энергетические показатели для мониторинга	Убедиться, что энергопоказатели рассчитаны в долгосрочной перспективе и с учетом стратегии бизнеса	По требованию	Менеджмент проекта
Планирование			
Выявить и зафиксировать документально все юридические и прочие требования, относящиеся к энергопотреблению в организации. Произвести комплексный энергетический анализ		Ежеквартально или ежегодно	Команда энергетиков
Функционирование			
Внутренние коммуникации	Убедиться в том, что ответственные лица ознакомлены с планом СЭНМ и имеют возможность внести свой вклад в улучшение энергопоказателей	На постоянной основе	В установленном порядке
Внешние связи	Определить целесообразность, уровень и содержание любых внешних коммуникаций, связанных с энергоменеджментом	По требованию	
Распространение знаний и документооборот	Убедиться, что вовлеченные стороны в достаточной степени владеют информацией по энергетическим вопросам, а ключевые документы, относящиеся к энергопоказателям и СЭНМ, составлены и доступны по требованию вовлеченных игроков	На постоянной основе	
Операционный контроль – функционирование и техобслуживание ЗЭП	Убедиться, что оборудование и системы, потребляющие наибольшее количество энергии, исправны и эффективно функционируют. Выявить ключевые операционные параметры для таких систем	На постоянной основе	Эксплуатационный персонал
Материально-техническое обеспечение (энергопотребляющие системы, сервис)	Убедиться, что приобретение оборудования и дополнительных услуг, предполагающих высокий расход энергии, производится с учетом показателей энергопотребления	На постоянной основе	Ответственные по энергетике и финансам
Контроль			
Мониторинг энергетических параметров	Регулярно отслеживать счета за энергопотребление и внутренние показатели энергоэффективности	На постоянной основе	В установленном порядке
Устранение несоответствий	Разработать предупредительные меры в части ликвидации отклонений от принятого плана по показателям энергоэффективности	На постоянной основе	

При этом зачастую даже самые масштабные структурные преобразования в электроэнергетике проводятся с целью повышения операционной эффективности самих энергокомпаний. Для потребителей энергии «внешняя среда» качественно не меняется. Высокие затраты энергии при производстве, вопросы энергетической безопасности, постоянно меняющиеся цены на энергоносители, необходимость перехода к ресурсосберегающей и низкоуглеродной модели ведения бизнеса создают для предприятий риски и проблемы, связанные с эффективностью использования энергии. В особой степени это касается энергоемких потребителей, использующих дорогие и квалифицированные энергоносители и работающих в условиях жесткой конкуренции.

Таким образом, для энергоменеджмента промышленных предприятий актуальными являются две задачи. Первая задача лежит в области минимизации текущих расходов на топливо и энергоносители, разработки механизмов снижения энергоемкости продукции и управления затратами. Второе направление связано с выработкой рационального поведения при работе на энергетических рынках и формированием соответствующих энергетических стратегий.

В части **управления энергетическими затратами** как адекватной реакции на удорожание энергоносителей существуют два подхода. Первый заключается в *минимизации энергетических издержек предприятия* при более или менее строгих ограничениях по производительности оборудования, качеству продукции, безопасности и экологичности производства. Причем цены на энергию и ее поставщики однозначно заданы потребителю, а желаемый результат достигается в основном за счет различных энергосберегающих мер, а также изменения структуры взаимозаменяемых энергоносителей в пользу более дешевых. В особых случаях идут на сдвиги в ассортименте выпускаемой продукции за счет сокращения производства наиболее энергоемких ее видов.

Отличительной особенностью такого подхода является ослабление связи между управлением энергозатратами и управлением эффективностью основного производства. В итоге замедляется внедрение прогрессивных энергоемких технологических процессов и продуктовых инноваций, консервируются электровооруженность труда и уровень электрификации производства. Таким образом, подход, основанный на минимизации энергетических издержек, ограничивает возможности технического развития предприятия, по существу фиксируя достигнутый уровень эффективности. Однако все это не относится к высокоэлектроемким производствам, где уровень электрификации достиг предельных значений. В таком случае минимизация издержек является единственно возможной.

В основе второго подхода лежит принцип *оптимизации энергетических издержек предприятия*, который вытекает из крите-

риев повышения результирующей эффективности (рентабельности) производства и конкурентоспособности предприятия на рынках выпускаемой продукции. Здесь энергосбережение и рост энергоэффективности производства сочетаются с внедрением новых технологий и электрификацией. Причем процессы экономии энергии и электрификации не только не противостоят, но и взаимообуславливают и дополняют друг друга. Хотя общий размер энергозатрат по данной концепции в принципе может быть и больше, чем по предыдущей, но техническое развитие получает новые импульсы, обеспечивая реализацию стратегических целей предприятия.

В то же время практическое осуществление более прогрессивной и, конечно, более результативной в итоге концепции оптимизации энергозатрат предполагает возможности поиска и свободного выбора потребителем вариантов своего энергоснабжения, цен на энергоносители, поставщиков энергоносителей и различных услуг, связанных с энергоснабжением. В результате возникает потребность в разработке *энергетической стратегии промышленного предприятия* как инструмента реализации принципа «рационального поведения».

Таким образом, для промышленных предприятий качественно меняется логика и методы принятия управленческих решений менеджментом. Например, в общем случае при отсутствии каких-либо ограничений промышленное предприятие может выбирать:

- работать в регулируемом или конкурентном секторе электроэнергетического рынка;
- покупать электроэнергию на оперативном рынке или в рамках двухсторонних долгосрочных соглашений;
- выходить самому на оптовые рынки или заключить контракт с поставщиком — энергосбытовой компанией на розничном рынке;
- воспользоваться услугами независимой энергосбытовой компании или гарантирующего поставщика;
- заниматься самостоятельно вопросами энергосбережения или привлечь энергосервисную компанию;
- покупать электроэнергию и тепло у внешних поставщиков или перейти на независимое энергоснабжение;
- использовать собственные энергоисточники только для нужд предприятия или включиться в энергетический бизнес и выйти на рынки энергоносителей в качестве продавца.

Подчеркнем, что чем больше степеней свободы дает потребителю энергетический рынок, тем шире область оптимизации энергетических издержек предприятия, а следовательно, и возможности снижения их уровня.

Рациональное поведение потребителя энергии можно определить как стремление максимально использовать преиму-

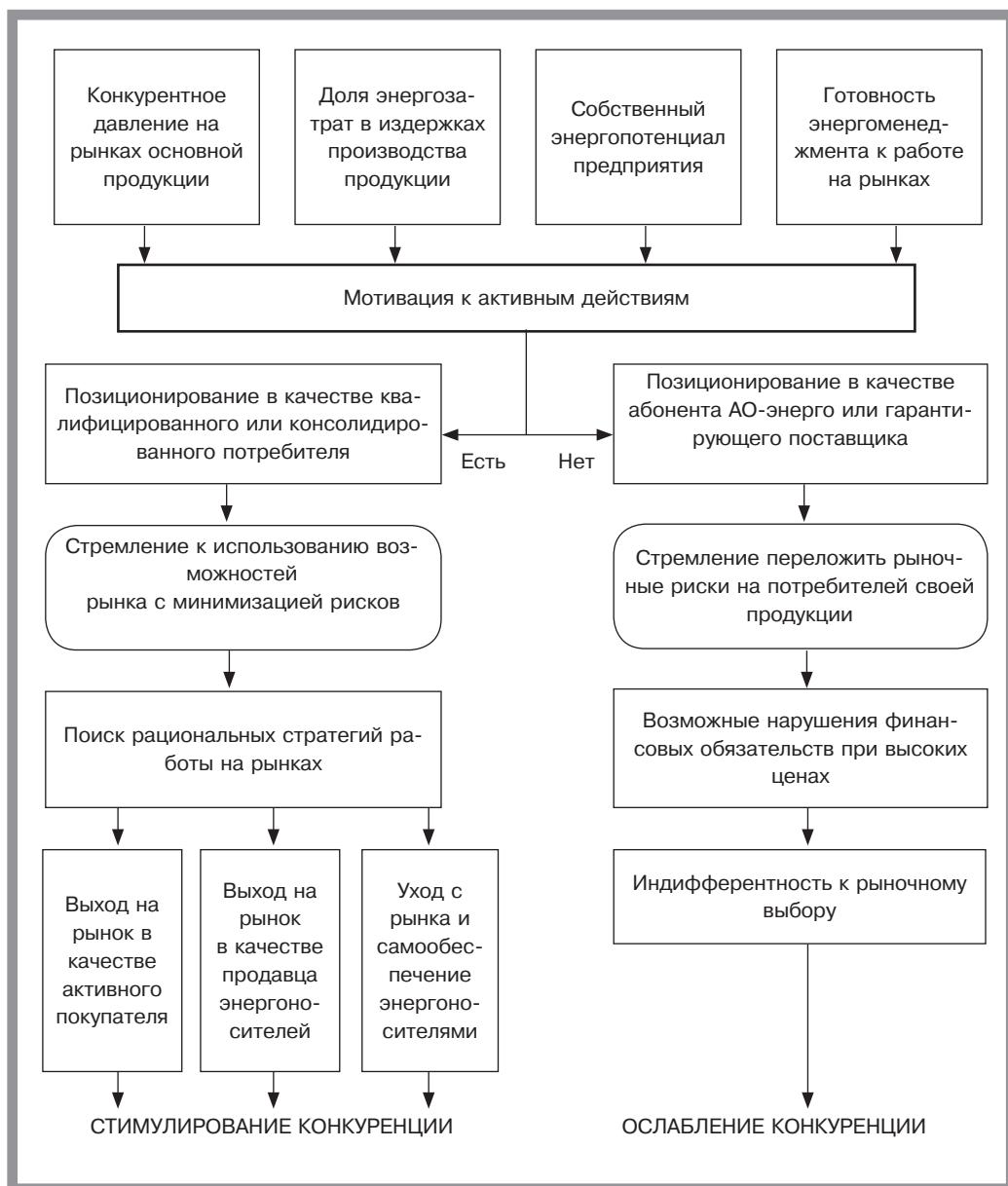
Рис. 3.7. Варианты контрастного поведения промышленных предприятий на рынках электроэнергии

щества и возможности энергорынков для сокращения издержек энергоснабжения, повышения уровня электрификации производства и развития собственного энергобизнеса при минимизации соответствующих угроз и рисков.

В этой связи предприятие должно руководствоваться следующими *принципами рационального поведения*.

Мотивация на снижение (оптимизацию) энергетических издержек

Разные потребители будут склоняться к определенному типу поведения на энергорынках в зависимости от силы своей мо-



тивации к активным действиям. На рис. 3.7 показаны два возможных варианта поведения: активный рациональный (слева) и пассивный неэффективный (справа). При этом следует отметить, что одно лишь позиционирование на рынке либо в качестве квалифицированного потребителя (являющегося самостоятельным субъектом оптового рынка), либо в качестве абонента сбытовой компании еще не свидетельствует заранее о последующих неэффективных действиях (это позиционирование может быть регламентировано техническими характеристиками потребителя).

Важно также подчеркнуть влияние рационального поведения потребителей на оживление и поддержание конкуренции в генерации и сбыте энергии. Наоборот, индифферентный тип поведения в массовом проявлении способен эту конкуренцию вообще свернуть.

Таблица 3.5

СТРУКТУРА ЭНЕРГОРЫНОЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Вид потенциала	Показатели и характеристики	Область применения
Энерготехнологический	<ul style="list-style-type: none"> • Присоединенная мощность; • Энергоемкость продукции; • Структура энергопотребления; • Потенциал возобновляемых ресурсов (ВЭР); • Регулировочные возможности энергоиспользующих установок 	<ul style="list-style-type: none"> • Определение статуса потребителя; • Значение энергозатрат для основного бизнеса; • Выбор приоритетных энергоносителей; • Оценка возможностей автономного энергообеспечения; • Выявление целесообразности применения дифференцированных тарифов на электроэнергию
Экономический	<ul style="list-style-type: none"> • Интенсивность конкуренции на рынках основной продукции; • Инвестиционные возможности; • Финансовое состояние 	<ul style="list-style-type: none"> • Оценка мотивации к снижению энергозатрат; • Возможности независимого энергоснабжения; перспективы энергобизнеса; • Определение статуса потребителя
Организационный	<ul style="list-style-type: none"> • Обеспеченность приборами технического и коммерческого учета (АСКУЭ); • Прогрессивность организационной структуры управления энергохозяйством; • Резервы энергосбережения (малозатратного) 	<ul style="list-style-type: none"> • Определение статуса потребителя; • Оценка степени готовности энергоменеджмента к работе на рынках

Мониторинг собственного энергорыночного потенциала

Энергорыночный потенциал характеризует технологические, экономические и организационные предпосылки маневрирования потребителя на конкурентном рынке и эффективного управления рыночными рисками. Введение этого понятия и соответствующей характеристики предприятия необходимо для определения рыночного статуса потребителя, мотивации к снижению энергозатрат и ведению энергобизнеса, готовности энергоменеджмента к активной работе на рынках, приоритетных рыночных стратегий (с учетом результатов предыдущего анализа).

В табл. 3.5 приведены элементы потенциала, соответствующие показатели и области их применения. В частности, энерготехнологический потенциал в большей степени отражает возможности автономного энергосбережения; экономический – мотивационный фактор; организационный – качество и уровень готовности менеджмента энергохозяйства. Разные виды потенциала также требуют разных подходов к оценке характеристик.

Можно сделать вывод, что чем больше энергорыночный потенциал предприятия, тем больше простор для активных действий и шире возможности выбора энергетических стратегий, вариантов их комбинирования, а стратегический менеджмент приобретает большую гибкость.

Гибкое позиционирование на энергетических рынках с активным поиском эффективных поставщиков, а также соответствие системы управления энергетическим хозяйством предприятия условиям работы на конкурентном рынке

Данный принцип предполагает, что для успешной работы на рынках электроэнергии энергоменеджеры должны обладать соответствующими компетенциями. В частности, они должны знать:

- принципы формирования тарифов на электроэнергию в регулируемом и конкурентном секторах энергорынка;
- основы выбора поставщика энергоносителей;
- виды услуг, предлагаемых энергосервисными и энергосбытовыми компаниями;
- организацию взаимодействия с интегрированной энергокомпанией на регулируемом рынке;
- современные методы управления ценовыми рисками;
- технико-экономические основы комбинированного энергоснабжения, электрификации производства и направления повышения его энергоэффективности;
- основные типы прогрессивных энергоустановок для автономного энергоснабжения предприятия.

Выполнение необходимых комплексных маркетинговых исследований, выбор энергетических стратегий, разработка программ и проектов эффективного энергоснабжения требуют глубоких преобразований в энергоменеджменте большинства промышленных предприятий, претендующих на



Рис. 3.8. Действия энергоменеджмента на этапе подготовки к работе на энергетических рынках

активную работу на конкурентных энергетических рынках (рис. 3.8).

3.3. ФОРМИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ

Основным инструментом реализации рационального поведения потребителя на определенном секторе рынка является его энергетическая стратегия. Она выражает определенную направленность действий энергоменеджмента по использованию возможностей рынка и нейтрализации его угроз и рисков.

Для различных предприятий можно выделить три базовые стратегии, отражающие рассмотренные выше принципы рационального поведения на энергетических рынках:

- стратегия покупателя;
- стратегия продавца;
- комбинированная стратегия [31].

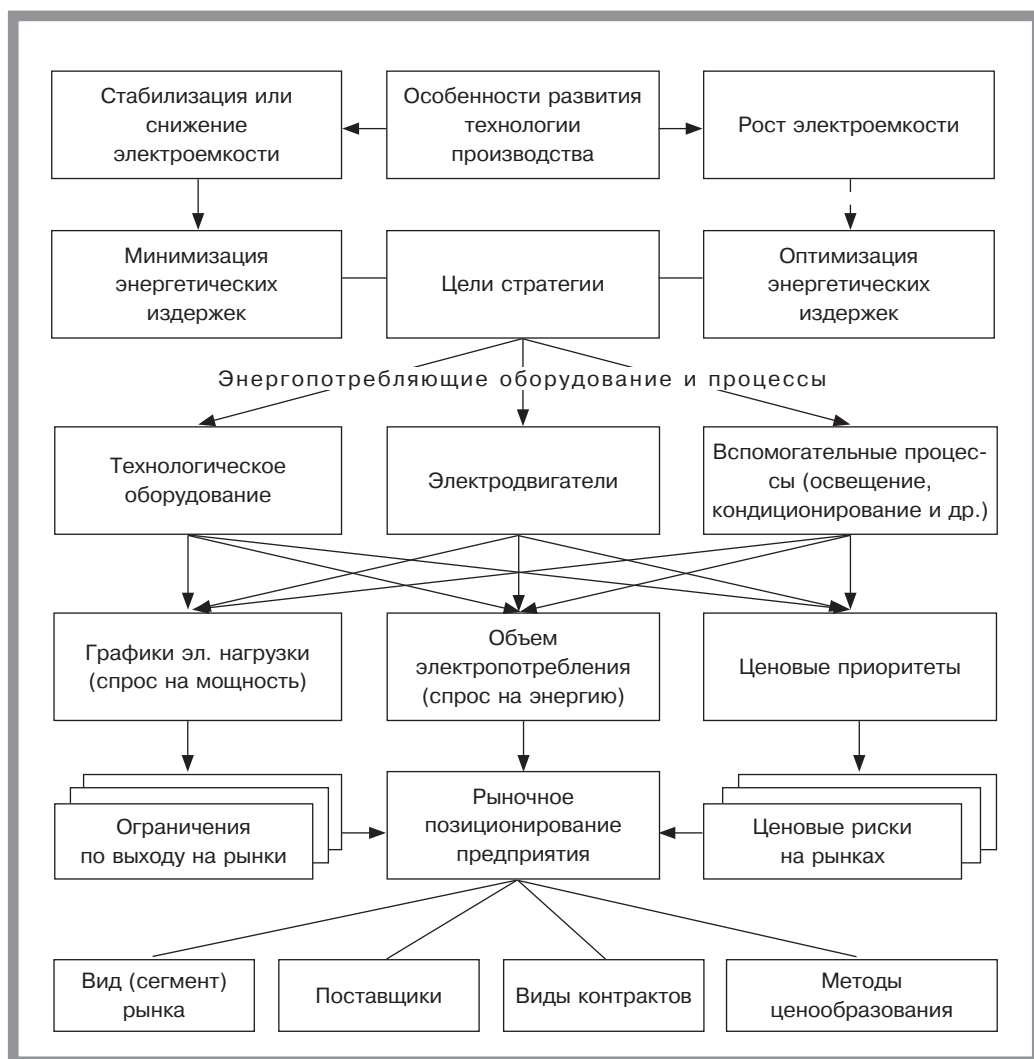
Данные стратегии имеют ряд следующих отличительных особенностей.

Стратегия покупателя (рис. 3.9)

Этот тип можно условно назвать «стратегия ценового поиска». Она пригодна для предприятий, не имеющих собственных энергогенерирующих установок и не собирающихся их создавать, а также при наличии генераторов, покрывающих только часть спроса на электроэнергию.

Технология, применяемая на некоторых промышленных предприятиях, обуславливает высокую электроемкость продукции и уровни электрификации производства, близкие к предельным значениям (например, электрометаллургия). В данном

Рис. 3.9.
Формирование
стратегии
покупателя:
«ценовой поиск»



случае стратегической целью является «минимизация энергетических издержек» на основе повышения энергоэффективности и выбора некоторой оптимальной цены на электроэнергию, исходя из условий технической и коммерческой надежности поставщиков, а также стимулирования энергосбережения. При этом стремление получить предельно низкие цены при наличии резервов экономии электроэнергии в сферах ее безальтернативного применения бесперспективно с точки зрения конкурентоспособности издержек, так как, по существу, блокирует инвестиции в рационализацию энергетики таких производств, не говоря уже о дезориентации психологических установок менеджмента.

На других предприятиях имеются технические и экономические возможности использования взаимозаменяемых энергоносителей и повышения уровня электрификации производства при замещении электроэнергией высококачественного топлива (в частности, в ряде высокотемпературных процессов в машиностроении). Реализация этих возможностей закономерно приводит к увеличению энергетической составляющей общих производственных затрат. Но, с другой стороны, за счет интегрального эффекта электрификации сокращаются остальные элементы издержек, растут производительность оборудования и качество продукции. В целом экономическая эффективность производства повышается.

Этому случаю соответствует цель стратегии, определяемая как «оптимизация энергетических издержек». Здесь поиск цены направлен на повышение экономической конкурентоспособности электроэнергии по сравнению с вытесняемым энергоносителем (главным образом, природным газом). Значит, верхний предел требуемой цены электроэнергии определяется ценами на природный газ, поэтому выбор минимально возможных цен электроэнергии для данной цели вполне оправдан.

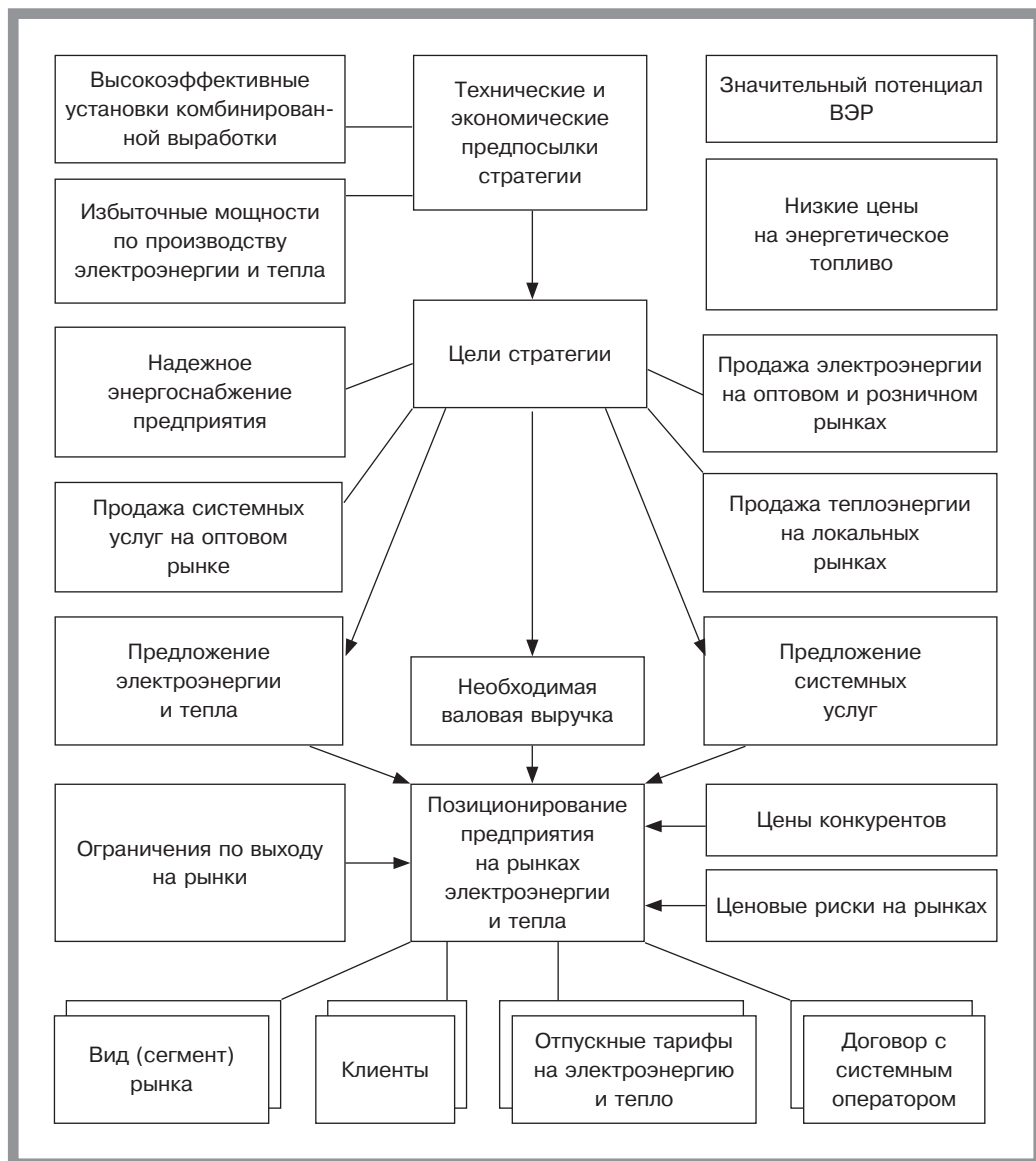
Как показано на рис. 3.9, спрос на электроэнергию некоторого промышленного предприятия дезагрегируется в рамках трех блоков, объединяющих специфических потребителей: группы энергоиспользующего оборудования и процессы. Дело в том, что цели стратегии покупателя могут различаться не только по отдельным предприятиям, но и по отдельным энергопотребляющим процессам внутри данного предприятия, причем с различающимися ценовыми приоритетами. Так, оптимизация издержек как стратегическая цель отвечает особенностям технологического потребления, где имеются резервы электрификации (например, промышленные печи могут работать как на газе, так и на электроэнергии). Поэтому здесь желательно получить стабильно низкую цену электроэнергии. На силовой аппарат и освещение распространяется цель минимизации издержек. Там электроэнергия – практически монопольный энергоноситель, и более высокие тарифы в принципе способствуют энергосбережению. Кроме того, потребители, сконцентрированные в выде-

ленных блоках спроса, отличаются режимами электропотребления, а иногда и требованиями к надежности энергоснабжения.

Таким образом, предлагаемый в стратегии покупателя «блочный» метод позволяет более обоснованно планировать спрос на мощность и электроэнергию и формулировать дифференцированные требования к предельным ценам и сопутствующим ценополучению рискам. Например, приемлемый ценовой риск при покупке электроэнергии, используемой для освещения, может приниматься на более высоком уровне, чем для технологических нужд. Конечно, для реализации такого подхода потребуется ввести поагрегатный учет энергоносителей.

Оформление спроса в виде блоков-процессов предполагает,

Рис. 3.10.
Формирование
стратегии
продавца:
«энергетический
бизнес»



что они могут одновременно заявляться на разных энергорынках с разными механизмами ценополучения и ценовыми рисками. В этой связи необходимо обеспечить регулярный ценовой мониторинг всех перспективных рынков и накопление стратегической информации для более эффективного управления рисками.

Стратегия продавца (рис. 3.10). Условное наименование стратегии – «энергетический бизнес». В рамках данной стратегии проектируются следующие бизнес-процессы:

- производство и продажа на оптовом и розничном рынках электроэнергии (мощности);
- производство и продажа на локальных рынках теплоэнергии (мощности);
- оказание технологических услуг на оптовом рынке электроэнергии (по договору с системным оператором рынка).

Ведение энергетического бизнеса требует от предприятия наличия свободных (избыточных по отношению к собственным потребностям) генерирующих мощностей. Такие мощности могут появляться в результате сокращения собственного энергопотребления вследствие активного энергосбережения и соответствующих изменений в объеме и ассортименте выпускаемой промышленной продукции. Они возникают также в процессе реконструкции промышленных котельных, преобразуемых в паротурбинные ТЭЦ, и реконструкции заводских паротурбинных электростанций, преобразуемых в парогазовые ТЭЦ. Причем в качестве коммерческих энергоисточников может использоваться как основное, так и резервное оборудование. Конечно, сооружение ТЭЦ значительной мощности специально для целей энергобизнеса или приобретение активов крупных электростанций могут себе позволить только большие корпорации, обладающие необходимыми инвестиционно-финансовыми возможностями и имеющие доступ к ресурсам дешевого органического топлива (например, крупные газо- и нефтепромышленные организации).

Конкурентоспособность промышленной ТЭЦ на рынках электроэнергии и тепла определяется тремя основными факторами. Во-первых, технико-экономическим уровнем установок; лидерами здесь признаны газотурбинные и парогазовые. Во-вторых, ценами на энергетическое топливо и соотношением рыночных цен на электроэнергию и природный газ. Эти два фактора в совокупности формируют необходимую по условиям бизнеса валовую выручку ТЭЦ. В-третьих, необходимо правильно обосновать отпускные тарифы на оба энергоносителя, что потребует организации эффективного ценового маркетинга и выбора метода распределения косвенных затрат на ТЭЦ, соответствующего рыночной конъюнктуре.

Кроме того, следует иметь в виду, что конкурентоспособность ТЭЦ колеблется в зависимости от сезона года; она максимальна в осеннее-зимний период и снижается летом, когда

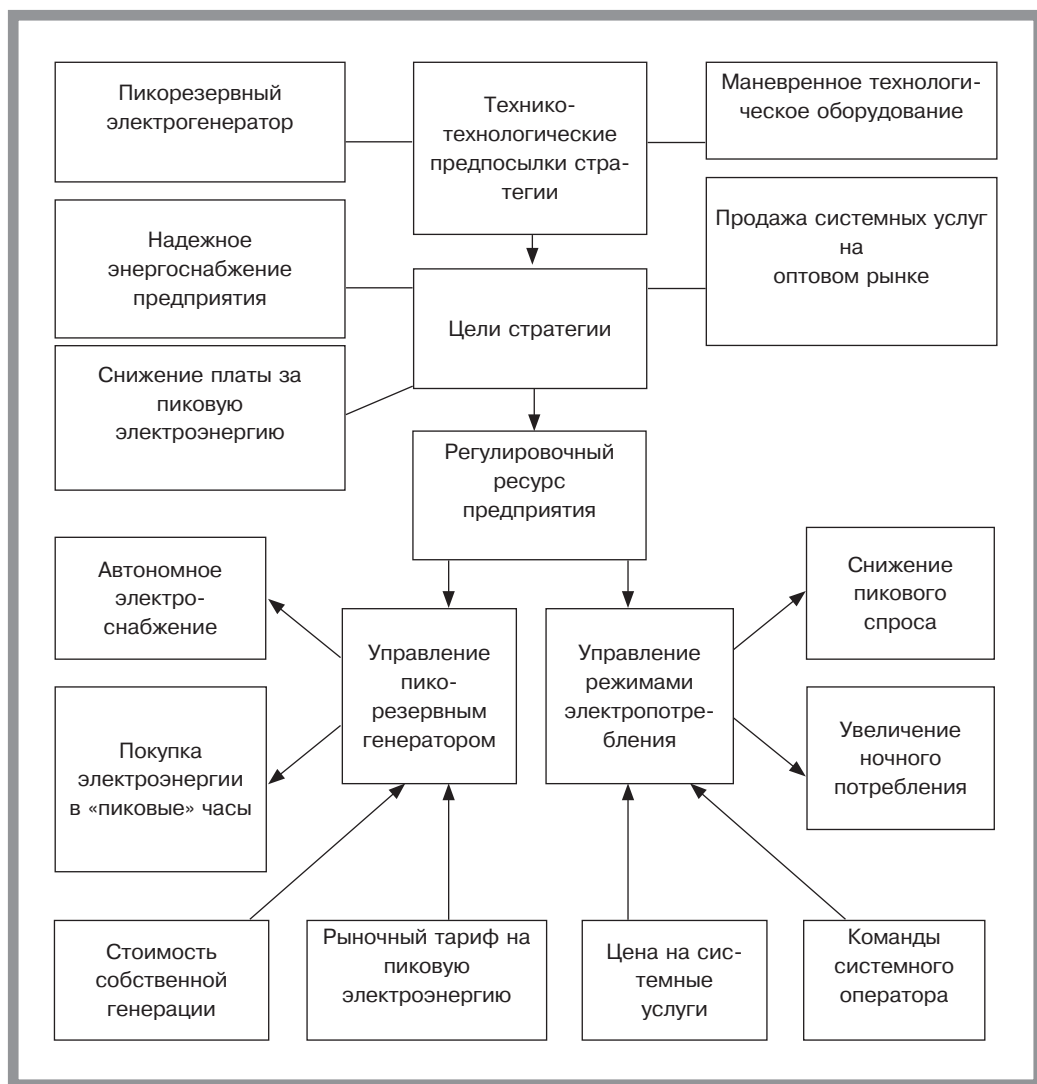


Рис. 3.11.
Формирование
комбинированной
стратегии:
«потребитель-
регулятор»

выработка электроэнергии на топливном потреблении падает. Поэтому необходимо разработать механизм сезонной поддержки энергетического бизнеса предприятия. Очевидно, что здесь возможны самые разнообразные решения.

В качестве поддерживающего (вспомогательного) бизнеса в перспективе следует рассматривать выход промышленных ТЭЦ на рынок технологических (системных) услуг (содержание системного резерва, участие в различных регулировочных мероприятиях и др.). Организатором такого рынка и заказчиком услуг на нем выступает системный оператор оптового рынка.

Комбинированная стратегия (рис. 3.11). Стратегия носит название «потребитель-регулятор». Такое предприятие, с одной стороны, покупает на разных рынках электроэнергию (мощ-

ность), а с другой – предлагает и поставляет на рынок технологических услуг свой регулировочный ресурс. В рамках рассматриваемой стратегии могут быть реализованы две схемы: с маневренными технологическими агрегатами и с пикорезервными электрогенераторами.

Маневренное оборудование должно обладать техническими возможностями разгрузки по потребляемой мощности в часы системного максимума (вплоть до полного останова), причем без ущерба для качества выпускаемой продукции (например, ферросплавные печи). В ночные часы суток предполагается их работа в форсированном режиме. Спрос на регулировочный ресурс маневренного оборудования предприятия возникает у системного оператора, в частности, при возникновении дефицита баланса генерирующих мощностей в энергосистеме, отсутствии достаточных пиковых мощностей и т. д. Помимо того, что указанные услуги будут оплачиваться оператором рынка по установленным ценам (а впоследствии и по рыночным итогам аукциона ценовых предложений), данное предприятие должно быть освобождено от платы за содержание системного резерва, включаемое в тариф на электроэнергию.

Пикорезервный генератор оперативно включается в сеть предприятия, когда стоимость производства электроэнергии у него становится ниже рыночной цены на энергию в «пиковые» часы суток. И наоборот, предприятие покупает пиковую электроэнергию при благоприятной ценовой конъюнктуре, останавливая указанный генератор. Это облегчает прохождение системного максимума. Кроме того, он может быть включен в мощность общесистемного резерва, что дает основание для дополнительной оплаты технологических услуг такого рода.

Следует отметить при этом, что любая технологическая услуга на оптовом рынке оплачивается только в том случае, если она представлена по команде системного оператора (конечно, при наличии соответствующего договора между предприятием и оператором рынка).

Формирование указанных стратегий рекомендуется осуществить в следующей последовательности:

- анализ технико-технологических особенностей производства, предопределяющих выбор типа базовой стратегии;
- определение целей, также с учетом технологического фактора;
- обоснование объемов и структуры спроса (предложения) на энергоносители и соответствующие услуги, включая ценовые приоритеты и ограничения;
- выбор видов (сегментов) рынков, поставщиков (покупателей), форм контрактов и механизмов ценополучения.

3.4. УЧЕТ И КОНТРОЛЬ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Внедрение системы энергоменеджмента в организации предполагает соответствующую техническую оснащенность в отношении современных систем учета и контроля расходов электроэнергии.

Как правило, учет расхода электроэнергии подразделяется на коммерческий и технический. Коммерческий учет осуществляется для определения количества электрической энергии, полученной предприятием от энергоснабжающей организации за расчетный период. С этой целью используются счетчики активной и реактивной энергии, которые устанавливаются на границе раздела балансовой принадлежности сетей энергокомпаний и предприятия. По их показаниям производятся денежные расчеты за потребленную электроэнергию и мощность.

Технический учет предназначен для контроля за расходом электроэнергии внутри предприятия (отдельными цехами, участками, агрегатами и т. д.). На основе данных технического учета устанавливаются нормы расхода электроэнергии на производство отдельных видов продукции и услуг, разрабатываются энергетические балансы, оценивается эффективность использования энергии в разных технологических процессах, планируются конкретные мероприятия по экономии электроэнергии как в целом по предприятию, так и по отдельным цехам, участкам, агрегатам.

Приборы технического учета могут быть установлены в различных точках системы электроснабжения предприятия, вплоть до отдельных электроприемников. В настоящее время признано целесообразным предусматривать установку измерительных приборов практически у любого потребителя (установки). Как показывают расчеты, ожидаемая годовая экономия энергии от внедрения приборов учета возрастает от 1 % при установке счетчиков на шинах 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия до 5 % при учете электрической энергии на отдельном электроприемнике. При этом в зависимости от требований к точности измерений и финансовых возможностей предприятия могут применяться как электронные, так и более дешевые индукционные электросчетчики.

Однако при увеличении числа счетчиков затрудняются регулярное снятие и анализ показателей. Поэтому для отдельных цеховых потребителей рекомендуется использовать так называемые переносные счетчики электроэнергии, а система электроснабжения должна быть приспособлена к их временному подключению.

Прогрессивная организация учета на предприятиях-потребителях связана с внедрением автоматизированного приборного коммерческого и технического энергоучета, сводящего к минимуму участие человека на этапах измерения, сбора и обработки данных. С этой целью потребители создают *автоматизирован-*

ные системы контроля и учета электроэнергии – АСКУЭ. Важно, что эти системы являются многофункциональными; они не только осуществляют максимально точный, гибкий и оперативный учет расхода энергоносителей, но и выполняют функции автоматического регулирования энергопотребления, обеспечивая оптимизацию графиков электрических нагрузок и общее энергоснабжение на предприятии. Кроме того, они позволяют при необходимости быстро адаптировать коммерческий учет электроэнергии к различным «тарифным меню», в том числе и к наиболее сложным видам тарифов, дифференцированных по времени суток, а также отдельным энергопотребляющим процессам.

При помощи АСКУЭ решаются следующие задачи:

- автоматизированный разветвленный коммерческий и технический учет электроэнергии и других энергоносителей для всех точек и параметров энергоучета в соответствии с действующими тарифными системами;
- контроль энергопотребления по всем точкам учета в различных временных интервалах (от нескольких минут до года) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений (с сигнализацией отклонений и фиксацией их величин);
- автоматическое управление электроприемниками, выполняющими функции потребителей-регуляторов;
- точный расчет по энергопотреблению с субабонентами предприятия, обеспечивающий обоснованное распределение энергозатрат;
- составление энергобалансов предприятия, цехов, участков и потребляющих установок;
- прогнозирование значений параметров энергоучета для планирования энергопотребления (кратко-, средне-, долгосрочное).

Помимо перечисленных задач, следует также подчеркнуть значение АСКУЭ для организации внутреннего хозрасчета на предприятии и формирования эффективной системы стимулирования экономии энергоресурсов на рабочих местах.

Не располагая АСКУЭ, практически невозможно нормально работать на оперативном оптовом рынке электроэнергии, где решения принимаются внутри достаточно узких временных интервалов. Например, для стандартных 30-минутных интервалов, которыми оперируют при расчетах энергоснабжающие организации, интервал времени для получения и хранения информации должен находиться в пределах 10–20 секунд. Поэтому организация АСКУЭ как средства коммерческого учета является основным условием допуска предприятия-потребителя на конкурентный оптовый рынок электроэнергии. В этой связи главная задача АСКУЭ, определенная нормативными документами, – предоставление оператору торговой системы достоверной и легитимной информации о движении товарной про-

дукции для организации расчетов в соответствии с правилами функционирования оптового рынка.

Помимо своего основного предназначения – коммерческого учета, данные АСКУЭ предприятий могут применяться технологическим оператором рынка для отслеживания графика электрической нагрузки потребителей с целью выявления нарушения договорных обязательств, определения результативности введенных ограничений в аварийных условиях, т. е. для управления процессами, не требующими немедленного вмешательства.

Что касается технического (внутризаводского) учета, то АСКУЭ обеспечивает высокоточный и детализированный контроль за всеми процессами электропотребления на предприятии. Это особенно важно в условиях роста цен на энергию, когда каждый процент ее экономии приобретает все большее значение для конкурентоспособности предприятия-потребителя.

Современные АСКУЭ представляют собой сложные технологические комплексы, включающие:

- индукционные и электронные счетчики активной и реактивной энергии со специальными датчиками импульсов;
- информационно-измерительные системы (ИИС) и устройства сбора данных, обеспечивающие сбор, обработку, накопление, хранение и передачу через каналы связи на верхний уровень управления информации о расходе электроэнергии и мощности в контролируемых точках;
- технические средства системы сбора и передачи информации от ИИС до средств обработки информации, включая каналы связи, модемы, устройства коммутации сигналов и т. д.

Различные АСКУЭ промышленного назначения, предлагаемые отечественными и зарубежными фирмами, имеют разные функциональные возможности, отличаются разветвленностью (количеством точек) учета, техническими средствами передачи информации и, конечно, стоимостью в довольно широком диапазоне. Перспективы дальнейшего развития АСКУЭ предприятий связывают, в частности, с комплексным учетом энергоносителей, включая электрическую энергию, тепло, газ и воду.

Создание АСКУЭ на промышленном предприятии приводит к сокращению затрат на оплату энергии и мощности прежде всего за счет:

- точного выявления всех потерь энергии на предприятии;
- оперативного управления графиками энергопотребления (электрических нагрузок);
- исключения нерационального (по критерию энергоэффективности) использования технологического оборудования;
- перехода в расчетах с энергоснабжающими организациями от договорных величин к непосредственно измеряемым и контролируемым параметрам;

- возможности покупки электроэнергии на конкурентном оптовом рынке;
- выбора более выгодных тарифных систем (с углубленной дифференциацией ставок по времени суток, видам энергопотребляющих процессов и др.).

Например, при отсутствии АСКУЭ потребитель рассчитывается за заявленную им и фиксированную в договоре с энергокомпанией величину мощности, в случае перебора которой оплата производится по повышенному тарифу. Поскольку достоверное определение текущего значения мощности затруднено, потребитель вынужден заявлять мощность с запасом на 5–10 % во избежание переплаты. В случае внедрения АСКУЭ потребитель получает право рассчитываться за фактически потребленную мощность, зафиксированную приборами. Так как они работают строго синхронно, суммарная мощность нагрузки оказывается в среднем на 5–10 % меньше, чем при сложении показателей отдельных счетчиков «ручным» способом. Таким образом, в целом экономия только от этого фактора может достигать 10–20 %.

Опыт применения АСКУЭ на промышленных предприятиях разных отраслей показал, что получаемая экономия энергоресурсов колеблется от 10–15 до 25–30 % месячного потребления, а срок окупаемости затрат не превышает одного года.

3.5. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

Для оценки результативности и качества энергоменеджмента предприятия, работающего на энергетических рынках, предлагается использовать следующие показатели [7].

Обобщающим критерием эффективности энергоменеджмента предприятия служит максимум показателя E_3 :

$$E_3 = \frac{(W_c - \Delta W_{\text{пот}}) + W_p}{I_{\text{пок}}^{\text{эу}} + I_{\text{пок}}^{\text{т}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{пр}} - (D_{\text{ген}} + D_{\text{ус}})}, \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч (Гкал)}}{\text{руб} \cdot \text{период}}, \quad (1)$$

где W_c – суммарный объем покупной и произведенной на собственных установках электрической и тепловой энергии, поставленной для собственных потребителей за расчетный период;

$\Delta W_{\text{пот}}$ – потери энергии в генерирующих установках, преобразующих установках и электрических и тепловых сетях энергохозяйства;

W_p – поставки энергии на внешние рынки;

$I_{\text{пок}}^{\text{эу}}$ – затраты на покупную энергию и сопутствующие услуги;

$I_{\text{пок}}^{\text{т}}$ – затраты на покупное энергетическое топливо;

$I_{\text{экс}}$ – полные затраты на эксплуатацию и управление энергохозяйством;

$I_{\text{пр}}$ – прочие издержки, связанные с нарушениями надежности и качества внешнего энергоснабжения (учитываются только при анализе отчетных показателей);

$D_{\text{ген}}$ – доходы от продажи энергии, генерируемой на собственных установках;

$D_{\text{ус}}$ – доходы от реализации на энергорынках энерготехнологических услуг.

При наличии на предприятии установок комбинированного производства (ТЭЦ) объемы электрической и тепловой энергии в показателе E , должны измеряться в одних единицах (кВт·ч или Гкал) посредством теоретических эквивалентов. В частности, можно использовать соотношение: 1 кВт·ч = 860 ккал.

Показатель E , анализируется в динамике; при этом сопоставляются одинаковые по продолжительности расчетные периоды.

Как видно из выражения (1), предлагаемый критериальный показатель в комплексе учитывает основные факторы, определяющие эффективность энергоменеджмента в современных условиях: энергосбережение; оптимальный выбор поставщиков топлива и энергии; экономичную эксплуатацию объектов энергохозяйства; собственный энергетический потенциал; энергетический бизнес предприятия.

Приведем дополнительные показатели, которые могут быть полезными для анализа.

Коэффициент независимости электро- и теплоснабжения:

$$K_{\text{н}} = \frac{W_{\text{ген}}}{W_{\text{ген}} + W_{\text{пок}}} , \quad (2)$$

где $W_{\text{ген}}$ – объем собственной генерации электричества или тепла за расчетный период;

$W_{\text{пок}}$ – объем покупной электро- или теплоэнергии.

Коэффициент участия ВЭР в энергоснабжении предприятия:

$$K_{\text{вэр}} = \frac{W_{\text{вэр}}}{W_{\text{ген}} + W_{\text{пок}}} , \quad (3)$$

где $W_{\text{вэр}}$ – объем выработки электрической (тепловой) энергии на основе вторичных энергоресурсов предприятия.

Коэффициент маневренности топливо- и энергоснабжения (для энергоресурса вида i):

$$K_{mi} = \frac{W_{ij}}{W_i} , \quad (4)$$

где W_{ij} – объем базового энергоресурса вида i , который может быть заменен альтернативным (более дешевым в данный момент) ресурсом вида j ;

W_i – суммарный объем использования энергоресурса вида i на всех генерирующих или потребляющих установках.

В данном случае предполагается технически возможная замена с минимальными затратами. С учетом всех взаимозаменяемых энергоресурсов можно рассчитать коэффициент маневренности в целом по энергохозяйству как средневзвешенную величину.

Коэффициент развития энергетического бизнеса:

$$K_6 = \frac{D_{\text{ген}} + D_{\text{ус}}}{I_{\text{эс}}}, \quad (5)$$

где $D_{\text{ген}}$ – доход от реализации на рынках электрической (тепловой) энергии, полученной от собственной генерации;

$D_{\text{ус}}$ – доход от реализации технологических и прочих услуг на энергетических рынках;

$I_{\text{эс}}$ – полные издержки энергоснабжения, учитываемые в себестоимости продукции данного предприятия за расчетный период.

Этот показатель определяет ту часть энергозатрат предприятия, которая возмещается за счет продажи на внешних рынках энергетической продукции и услуг, произведенных на данном предприятии.

4. БИЗНЕС-МОДЕЛИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ

4.1 НАЗНАЧЕНИЕ БИЗНЕС-МОДЕЛИ

Переход энергокомпаний к партнерским отношениям с потребителями требует изменения ее бизнес-модели. Это во многом определяется тем, что генерируемые энергетическими предприятиями знания и технологии выходят за пределы корпоративной среды.

В целом для промышленности этот переход можно охарактеризовать в четырех тезисах.

1. Знания и технологии попадают на промежуточные рынки, на которых поставщик, работающий на верхних участках общей цепочки деятельности, выдает лицензии на свое ноу-хау и интеллектуальную собственность разработчикам и производителям, действующим на нижних звеньях этой цепи.

2. Резко возрастает количество общедоступной информации о новых технологиях, и благодаря сложным ИТ-инструментам компании могут идентифицировать потенциально привлекательные для них технологии.

3. Клиенты все более становятся важным источником инновационных идей благодаря специальным формам и методам работы с ними.

4. Развиваются партнерские отношения с университетами.

Любая бизнес-модель должна давать ответ на три вопроса: как компания создает ценность для внешних клиентов; как компания зарабатывает деньги; как компания обеспечивает стратегический контроль над цепочками создания ценности? При этом она опирается на конкурентные преимущества компании и высокоэффективные системы управления. К ним могут относиться система закупок, производственная система, капиталоемкость производства, система НИОКР, организационная модель компании, механизм выхода на рынок и др.

На рис. 4.1 приведена классическая структура бизнес-модели, предложенная А. Сливотски [18] и включающая четыре кластера: систему создания ценности, предложение ценности, работу с клиентами, управление финансами. Другие трактовки понятия «бизнес-модель», развитие представлений о бизнес-моделях приведены в Приложении Б.

Можно определить несколько случаев, когда инновации в бизнес-моделях необходимы.

1. За счет инновационного продукта есть шанс удовлетворить нужды большой группы потенциальных потребителей, для которых сейчас нет рынка из-за того, что существующие предложения слишком дороги или сложны в использовании.

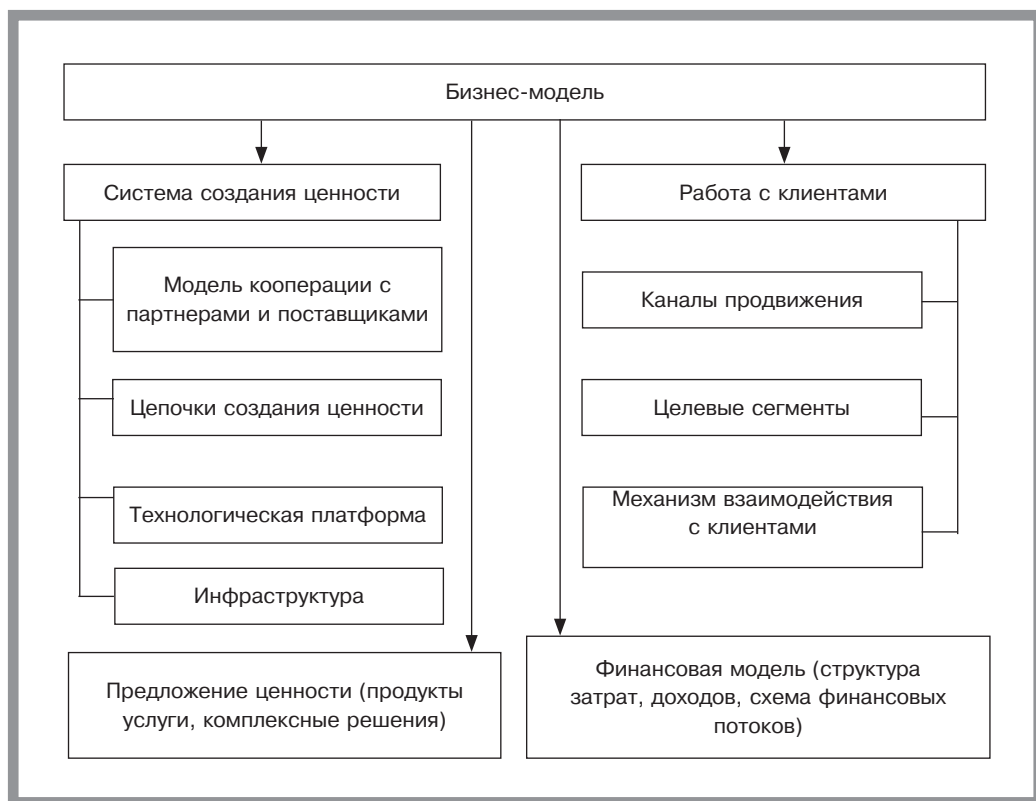


Рис. 4.1. Структура бизнес-модели предприятия

2. На принципиально новой технологии можно получить хорошую прибыль, создав для нее новую бизнес-модель, или выгодно пользоваться опробованной технологией на совершенно новом рынке.

3. Есть шанс создать продукт/услугу для выполнения работы, которую еще никто ранее не пытался выполнять.

4. Бизнесу угрожают «новаторы», нацеленные на нижний целевой сегмент.

5. Смещается «центр тяжести» конкурентной борьбы.

Следует отметить, что инновационный характер бизнес-модели должен относиться не только к конкретной компании, но и к отрасли или рынку в целом. В исследованиях выделяются три основных подхода к инновациям в области бизнес-моделей, которые могут применяться отдельно или в различных сочетаниях [20].

1. Инновации на уровне отрасли, т. е. тектонические изменения в отраслевой цепочке создания стоимости, которые происходят за счет создания совершенно новых и кардинального переопределения существующих отраслей, а также сопровождаются развитием уникальных активов и компетенций.

2. Инновации на уровне предприятия, т. е. изменение роли, которую фирма играет в отраслевой цепочке создания стои-

мости за счет реструктуризации предприятия и/или создания совместно с поставщиками, клиентами, работниками и другими заинтересованными лицами сетевой структуры для ведения бизнеса. Как правило, эти процессы сопровождаются изменениями в конфигурации активов, компетенций и способностей.

3. Инновации на уровне потребительского предложения, т. е. повышение потребительской ценности за счет совершенствования продуктов и услуг, а также изменения модели ценообразования.

Большинство организаций имеют закрытые бизнес-модели, в то время как для инновационной деятельности необходима открытая рыночная модель (рис. 4.2).

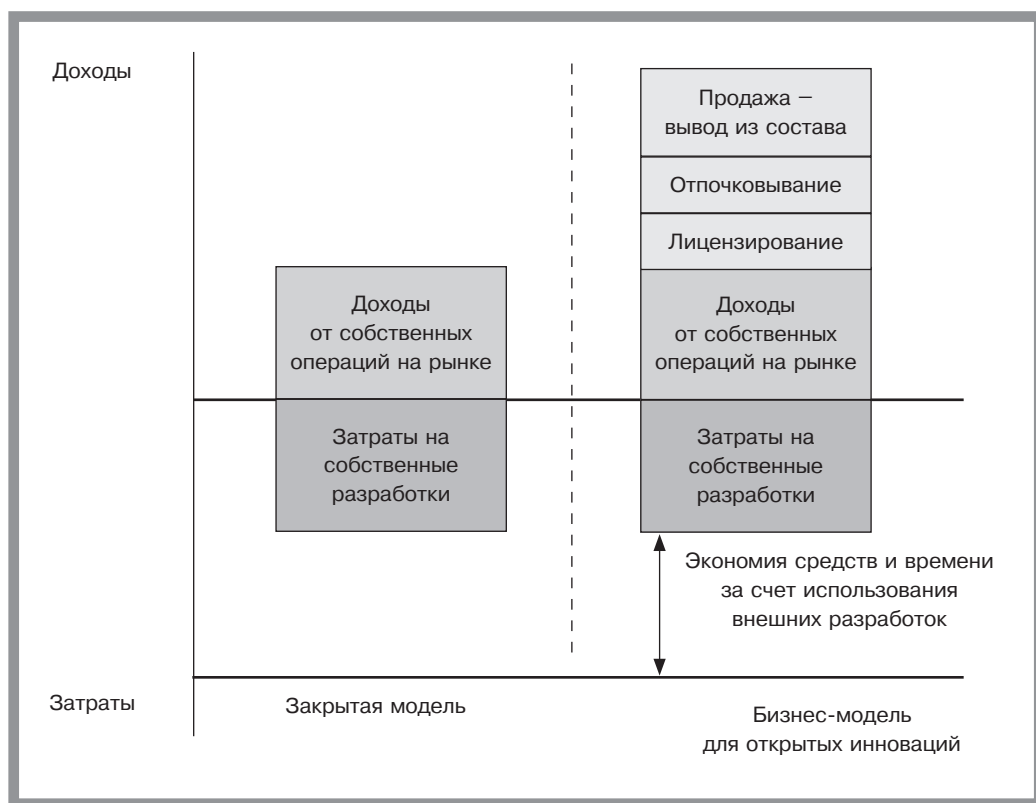


Рис. 4.2.
Сравнение
традиционной и
открытой бизнес-
моделей [6]

В ходе глобального опроса руководителей международных корпораций, проведенного IBM в 2010 г., была выявлена устойчивая корреляция между ростом операционной прибыли хозяйствующих субъектов и наличием открытой бизнес-модели, что было свойственно компаниям-лидерам. Таким образом, совершенствование бизнес-модели в стратегическом смысле является более приоритетной задачей в сравнении с развитием продуктовой линейки или оптимизацией производственного процесса [20].

4.2 ОБЗОР БИЗНЕС-МОДЕЛЕЙ ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ

Несмотря на либерализацию энергетики, во многих развитых странах совершенствование бизнес-моделей пока не является приоритетным направлением для энергокомпаний. В глобальный рейтинг Platt's Top 250 Energy Companies²⁷ входят порядка 60 электроэнергетических компаний, из которых три имеют формализованное описание своей бизнес-модели. В частности, компания E.ON AG является крупнейшей корпорацией в энергетической отрасли Германии, а компании EGL и EVN AG, напротив, являются локальными энергокомпаниями Швейцарии и Австрии [20].

E.ON AG. Интегрированная бизнес-модель E.ON AG по трем измерениям охватывает все виды деятельности отраслевой цепочки создания стоимости (рис. 4.3).

²⁷ URL: <http://top250.platts.com/Top250Rankings/2015/Region/Industry>

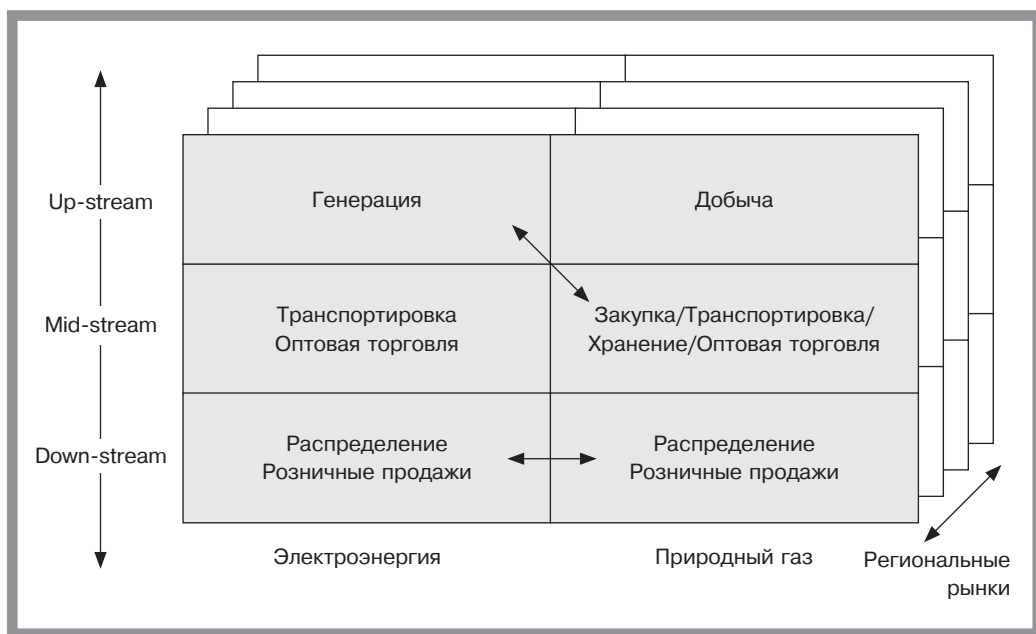


Рис. 4.3.
Интегрированная
бизнес-модель
энергокомпаний
E.ON AG

Вертикальная интеграция операций в сфере генерации энергии и добычи природного газа (up-stream), транспортировки и оптовой торговли (mid-stream) и сбыта продукции и услуг конечным потребителям (down-stream) позволяет оптимизировать бизнес и управлять рисками. Горизонтальная интеграция производственных процессов в электроэнергетике и газовой промышленности обеспечивает синергию и потенциал для роста через конвергенцию двух отраслей, особенно за счет возрастающей роли природного газа в сфере производства электроэнергии и дальнейшего развития двухтопливных продуктов для конечных потребителей. Возрастающая региональная интеграция

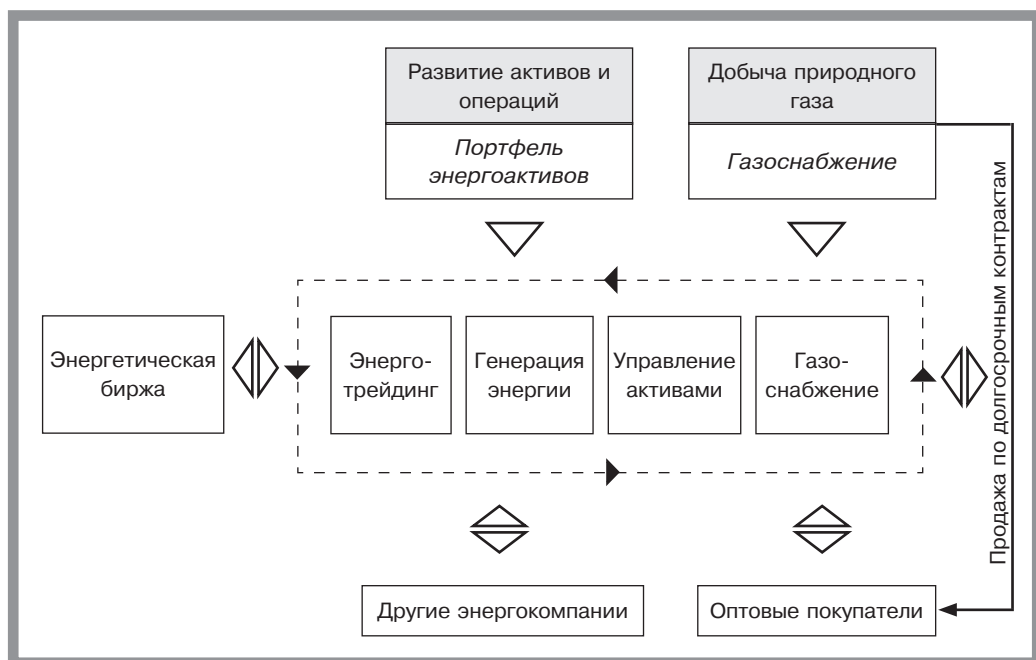
и расширение Европейского союза создают потенциал для роста и открывают новые возможности для повышения синергии в производственных процессах за счет использования эффекта масштаба, оптимизации рисков и портфеля активов.

E.ON AG позиционирует себя в качестве клиентоориентированной компании. Это достигается с помощью постоянного совершенствования бренд-стратегии и культивирования корпоративной идентичности в глобальном масштабе. Компания определила для себя пять приоритетных рынков (Центральная Европа, Европейский газовый рынок, Англия, Север и Средний Запад США) для усиления своих позиций за счет точечного инвестирования. В качестве перспективных направлений выделены рынки России и Италии.

Также энергокомпания постоянно наращивает усилия в области оптимизации производственной деятельности и повышения финансовой результативности за счет выявления и распространения лучших практик производственной деятельности, например, управления инвестициями, риск-менеджмента, бережливого производства, а также более тесной интеграции между направлениями деятельности. Компания нацелена на построение диверсифицированного портфеля генерации (включая возобновляемые источники энергии) и различных газовых активов. Все вышеперечисленные стратегические инициативы реализуются с учетом необходимости повышения социальной ответственности E.ON AG.

EGL. Бизнес-модель швейцарской энергокомпании EGL базируется на трех ключевых направлениях: энерготрейдинг, управление активами, газоснабжение (рис. 4.4).

Рис. 4.4.
Бизнес-модель
энергокомпании
EGL



Из собственных добывающих мощностей EGL снабжает топливом высокоэффективную генерацию, которая через систему управления активами тесно связана с трейдинговыми операциями. Также наряду с газоснабжением собственных электростанций EGL осуществляет поставку газа другим потребителям по долгосрочным и краткосрочным контрактам. Кроме того, энергокомпания является европейским центром компетенций в области анализа энергетических рынков.

Таким образом, бизнес-модель EGL построена на тесных взаимосвязях между системой газоснабжения, генерацией (газовые электростанции с комбинированной выработкой), транспортной инфраструктурой (линии электропередач), торговыми площадками (энергетические биржи) и сопутствующими финансовыми инструментами. Ключевой компетенцией, отличающей EGL от конкурентов, является сетевая форма организации бизнеса. На основе экспертных знаний в трейдинге, присутствия во всех европейских странах, а также наличия маркетинговых ноу-хау EGL осуществляет деятельность комплексно, охватывая разные страны, рынки, продукты. При этом она обеспечивает прибыльный и устойчивый рост в данных областях.

EVN AG. Австрийская компания EVN AG разделяет свою бизнес-модель на два ключевых сегмента – энергетический бизнес и экологические сервисы (рис. 4.5). Развитие дополнительных сервисов направлено на расширение сферы традиционной активности. Сегменты бизнес-модели взаимосвязаны между собой, обеспечивая таким образом различные виды синергии (региональную, отраслевую, финансовую). Это происходит за счет быстрого распространения информации, знаний и опыта в сферах реализации инвестиционных проектов, координации усилий при рыночной диффузии, эффективной закупки энергии.



Рис. 4.5.
Бизнес-модель
энергокомпаний
EVN AG

Снижение затрат достигается за счет четкой координации во времени процессов строительства инфраструктуры (трубопроводные системы и линии электропередач). В энергетическом

сегменте компания EVN AG успешно реализует стратегию органического роста за счет вертикальной интеграции энергоактивов в Нижней Австрии и в дальнейшем планирует распространить данный подход на рынки Юго-Восточной Европы. Конкурентоспособность EVN AG базируется на предоставлении клиентам комплексных решений, объединяющих проекты в области водоснабжения и водоотведения, а также в утилизации мусора.

Приведенные примеры иллюстрируют использование различных сочетаний трех базовых типов инноваций в дизайне бизнес-моделей. Например, E.ON AG прибегает к инновациям на уровне предприятия. В EVN AG бизнес-модель достаточно жестко привязана к изменениям потребительских предпочтений, а EGL совершенствуется как корпоративную, так и отраслевую бизнес-модель.

4.3 СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ДИЗАЙНУ БИЗНЕС-МОДЕЛЕЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В настоящее время происходят радикальные изменения во взаимоотношениях между энергокомпаниями и их клиентами. В глобальном контексте это связано с ростом цен на энергию, технологическими нововведениями, ужесточением экологической политики. Автоматизация электрических сетей, современные системы коммерческого учета, новые технологии генерации энергии создают условия для активного вовлечения потребителей в отраслевые производственные цепочки. Постепенно у клиентов усиливается желание самостоятельно выбирать способ удовлетворения своих энергетических потребностей [20].

Сегментируя потребителей энергии по степени активности их позиции и количеству располагаемых ресурсов, можно выделить четыре основные клиентские группы.

1. *Пассивные потребители* не вовлечены в процесс принятия решений, связанных с энергоснабжением, и не хотят принимать на себя какую-либо ответственность за эти решения. Данная группа является наиболее многочисленной; для нее наиболее эффективными являются образовательные и информационные инициативы.

2. *Экономные потребители* склонны к сдержанным попыткам достичь своих специфических целей в области энергетики и имеют весьма ограниченные ресурсы для реализации своих инициатив. Данная категория формируется из представителей среднего класса, доходы которых не позволяют строить собственные малые электростанции при существующем уровне развития и стоимости прогрессивных технологий.

3. *Энергетические расточители* имеют высокий уровень потребления энергии и не склонны к энергосбережению.

4. *Энергетические новаторы* характеризуются ответственным отношением к вопросам защиты окружающей среды,

высокими требованиями к надежности и качеству энергоснабжения, склонностью к повышению энергоэффективности и снижению зависимости от энергокомпаний. Потребители данного типа наиболее активны в Японии и Германии, что связано с относительно высокими ценами на электроэнергию и достаточными объемами финансовых ресурсов у клиентов на фоне монополистического поведения крупнейших энергокомпаний и активной государственной поддержки инициатив по развитию возобновляемых источников энергии. Именно они выполняют функцию драйвера в части создания инновационных бизнес-моделей энергокомпаний.

На переходном периоде можно выделить четыре модели поведения энергокомпаний, которые будут складываться под влиянием двух факторов: степени контроля со стороны клиентов и скорости внедрения новых технологий.

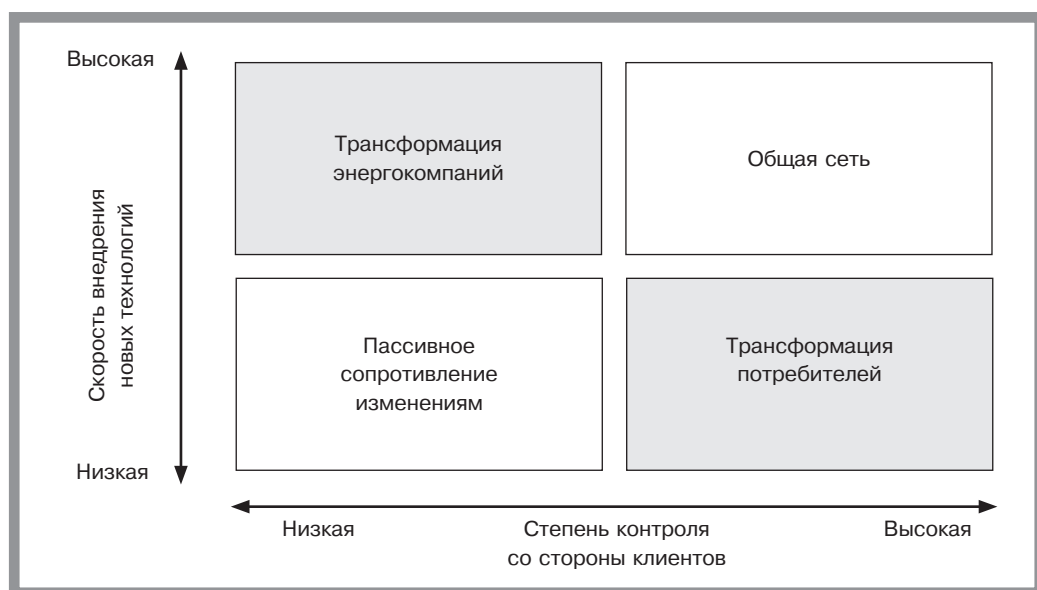
1. Пассивное сопротивление изменениям, т. е. традиционные энергокомпании доминируют, а потребители предпочитают исторически сложившиеся (консервативные) отношения с поставщиками энергии.

2. Трансформация энергокомпаний: активное внедрение энергокомпаниями новых технологий.

3. Трансформация потребителей: усиление контроля над отраслевыми процессами со стороны клиентов посредством технологических или регулятивных барьеров.

4. Общая сеть, представляющая собой сочетание различных прогрессивных технологий и усиление позиций потребителей энергии. Это может привести к созданию энергорынка нового типа, а также способствовать сбалансированному распределению положительных эффектов между энергокомпаниями и их клиентами (рис. 4.6).

Рис. 4.6. Модели поведения энергокомпаний



В зависимости от различных сочетаний параметров внешней среды можно наметить две наиболее вероятные траектории движения энергокомпаний к итоговому состоянию – сетевой бизнес-модели.

Путь 1. Энергокомпания, функционирующая в условиях недостаточно сильного контроля со стороны потребителей, будут активно реализовывать корпоративные программы трансформации на основе технологических инноваций. Такая ситуация может возникнуть в результате жесткого государственного регулирования и низкого уровня конкуренции в либерализованной части энергорынка, а также в условиях недостаточной информированности клиентов об имеющихся возможностях по смене поставщика энергии. Также на выбор данной траектории может повлиять соотношение цен на энергию, получаемую из возобновляемых источников и производимую традиционными тепловыми электростанциями. Попавшие в такие условия энергокомпания получают значительный эффект за счет постепенного смещения в сторону сетевой бизнес-модели, который будет достигнут за счет внедрения новых технологий.

Путь 2. Эта траектория предполагает задержку технологического развития энергетики с одновременным повышением требований потребителей. На технологическое развитие могут негативно повлиять недостаток финансовых ресурсов и слабая стандартизация, затрудняющая интеграцию различных элементов энергосистем. Особенно сильно данные факторы повлияют на процесс проникновения новых энергокомпаний на рынки. Кроме того, недостатки системы государственного регулирования, например отсутствие прав доступа у малой энергетики, негативно повлияют на вовлечение потребителей в решение энергетических проблем. Наличие барьеров для новых конкурентов и потребителей создает для традиционных энергокомпаний ситуацию «привилегированного» доступа к той части клиентской базы, которая чувствительнее к появлению новых продуктов и услуг. Энергокомпаниям придется развивать аналитические компетенции для выделения наиболее ценных клиентов и понимания их запросов. Также они должны будут отслеживать новых конкурентов и продуктовые инновации, появляющиеся на рынке.

Существует альтернативный подход к прогнозированию развития бизнес-моделей, предложенный консалтинговой компанией Booz&Company и основанный на анализе внутренней среды энергокомпаний. Согласно данному подходу лидерство на основе развития компетенций базируется на трех фундаментальных элементах:

- стратегия – гибкая, четко реализуемая, основана на предвидении новых клиентских потребностей и быстром реагировании на открывающиеся возможности;
- ключевые компетенции – фокус на те способности, которые выгодно отличают компанию от конкурентов;

- прочная «ДНК» компании – ответственная система управления, эффективные процессы принятия решений, корпоративная культура, поддерживающая высокую эффективность производства.

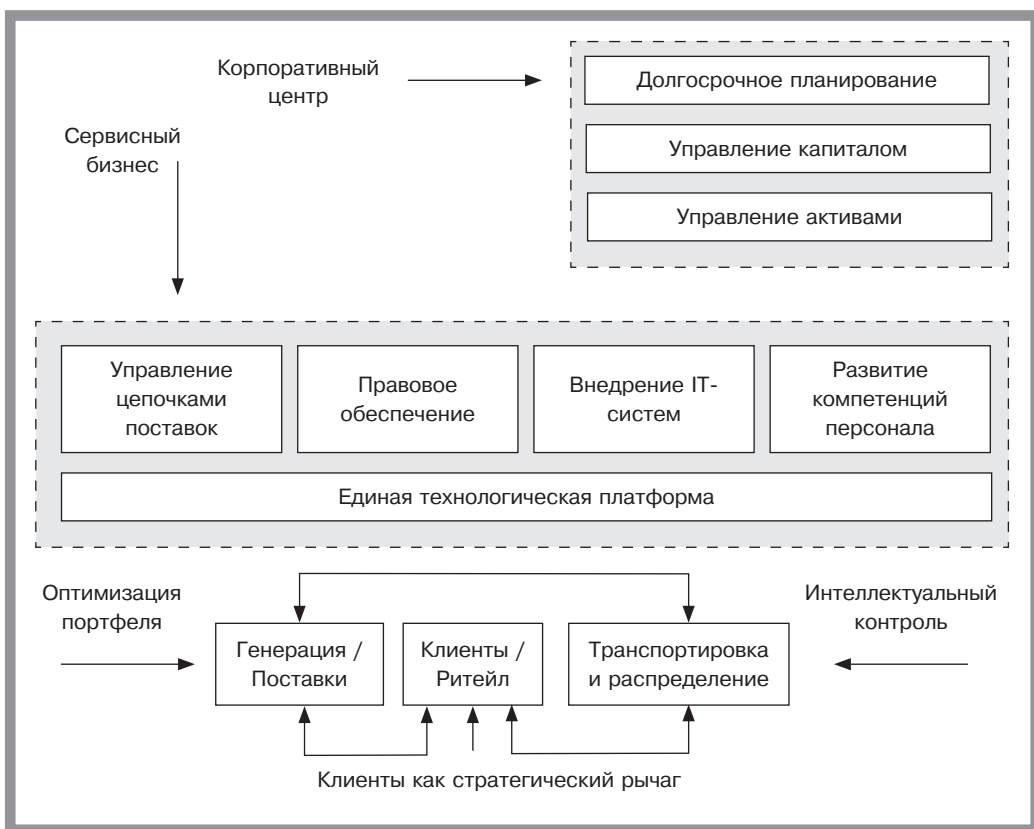
Развитие всех трех элементов позволяет достичь 15–20 % снижения как производственных издержек, так и капитальных вложений. При этом переход от «простой» эксплуатации активов к автоматизации и «интеллектуальному» контролю за производственными процессами потребует от энергетиков значительных изменений (рис. 4.7).

Рассмотрим более подробно, с чем придется столкнуться энергокомпаниям, представляющим отдельные сегменты производственной цепочки.

Генерация и оптовый рынок. Наиболее приоритетным является развитие ряда организационных способностей, которые должны дать энергокомпаниям возможность точно определять, в какие активы необходимо инвестировать, каким образом управлять основными фондами, как следует организовать поставки энергии на рынок:

- портфельная стратегия: рационализация и оптимизация производственных и бизнес-активов по всей цепочке создания стоимости с целью повышения управляемости;

Рис. 4.7.
Изменения в
бизнес-моделях
энергетических
компаний



- комплексное прогнозирование поведения рынка, глубокий анализ рыночных трендов и драйверов;
- развитие компетенций в области управления проектами и рисками, в особенности при реализации проектов крупного строительства энергообъектов, требующего организации взаимодействия множества подрядчиков.

Передача и распределение энергии. Независимо от темпа перехода к «умным» сетям, все энергокомпании в конечном итоге должны будут изменить свои подходы к управлению сетевой инфраструктурой, поскольку их информатизация потребует развития совершенно новых организационных способностей. Принятие стратегических решений по развитию энергосистем существенно усложнится, к процессам принятия тактических решений на основе информации, собираемой и обрабатываемой в режиме реального времени, будут предъявляться повышенные требования. Все это потребует развития новых организационных компетенций в пяти ключевых областях: управление производственными активами (как ключевой элемент стратегии энергокомпании); процессное управление; переход к ремонтам по состоянию; управление персоналом «в режиме реального времени»; клиентоориентированность.

Розничные продажи энергии. Экономические выгоды от применения программ управления спросом ускоряют трансформацию традиционных сбытовых компетенций энергокомпаний в более гибкие маркетинговые способности. Традиционные энергосбыты выписывают счета на основе данных систем учета потребления энергии и ждут получения платежей на расчетный счет. Комплексный маркетинг нацелен на расширение клиентской базы за счет привлечения клиентов других поставщиков энергии, предоставления дополнительных сервисов (например, энергоаудита, услуг по повышению энергоэффективности и т. д.). Внедрение в полном объеме программ управления спросом потребует от энергокомпаний развития различных инструментов: от анализа информации о клиентах для точного сегментирования, развития новых продуктов и подходов к ценообразованию до оптимизации корпоративных процедур бизнес-планирования и бюджетирования.

4.4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КЛИЕНТООРИЕНТИРОВАННОСТИ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ

К основным принципам клиентоориентированности можно отнести следующие.

1. В системе управления компании выделен данный клиент (группа клиентов).
2. Компания точно реагирует на поступающие требования и явно выраженные потребности клиента.

3. Клиент оценивается и ранжируется по доходности и другим индивидуальным характеристикам, существенным для достижения стратегических целей компании.

4. Системно разрабатываются и реализуются эффективные для компании проекты и мероприятия, направленные на регулирование степени удовлетворения известных требований и явно выраженных потребностей клиента.

5. Исследуется воспринимаемая и создаваемая потребительская ценность продуктов компании.

6. Реализуются системные проекты, направленные на урегулирование создаваемой и воспринимаемой ценности продуктов компании для клиента. Происходит соответствующее изменение характеристик и номенклатуры продуктов и услуг, а также перестройка операционных функций бизнеса.

7. Компания вовлекает клиентов в совместное управление цепочкой ценности.

Таким образом, клиентоориентированный подход подразумевает, что только точная идентификация и качественное удовлетворение запросов потребителей, которых организация «знает в лицо», обеспечивает лидерство предприятия в отрасли, конкурентоспособность его товаров на рынке и, в конечном счете, выполнение установок собственников и достижение различных (финансовых, социальных и других) целей компании. В энергетике развивающихся стран, даже после реформ, остается высокой степень монополизации, отсутствует приоритет потребителя как ведущего фактора развития бизнеса.

Проблема клиентоориентированности в электроэнергетике. Энергокомпания может реализовывать два варианта тарифной политики, принципиально различающихся по взаимоотношениям с потребителями:

- 1) стратегия краткосрочной максимизации доходов, направленная на извлечение максимального дохода из потребителей «сегодня»;
- 2) стратегия долгосрочной максимизации доходов, направленная на развитие платежеспособного спроса, т. е. на поддержку и развитие потребителей как единственного источника получения дохода.

Проанализируем каждую стратегию на предмет достоинств и недостатков (табл. 4.1).

В настоящий момент большинство отечественных энергокомпаний реализуют первую стратегию. В частности, это ведет к тому, что промышленные предприятия не выдерживают конкуренции с импортом аналогичной товарной продукции из-за рубежа, поскольку уровень затрат на энергию становится крайне высоким, а мероприятия по снижению энергоемкости энергетическими предприятиями не проводятся [12].

Единственным выходом становится создание собственной генерации, что ведет к естественному уменьшению доходов энергокомпаний. Возникает эффект замкнутого круга: все оборачивается

Таблица 4.1

ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ ТАРИФНЫХ СТРАТЕГИЙ ЭНЕРГОКОМПАНИЙ

Стратегия	Достоинства	Недостатки
Краткосрочная максимизация доходов	<ul style="list-style-type: none">• быстрое получение сверхприбыли в краткосрочном периоде;• отсутствие необходимости в затратах на научно-техническое развитие и инновации	<p>Перекалывание затрат через рост тарифов на потребителей может привести:</p> <ul style="list-style-type: none">• к сокращению потребления электроэнергии за счет перехода на альтернативные источники энергии или при наличии возможности, к переходу потребителей к другим энергокомпаниям;• неуплатам за полученную энергию или их задержкам;• несанкционированным подключениям к сетям, что влечет за собой рост коммерческих потерь
Долгосрочная максимизация доходов	<ul style="list-style-type: none">• стабилизация спроса на электроэнергию и соответствующий рост доходов энергокомпании;• социальные и экономические выгоды для государства, местных органов власти и общества в целом	<ul style="list-style-type: none">• необходимость вовлечения государства и финансовых институтов в разработку инвестиционных и энергетических программ

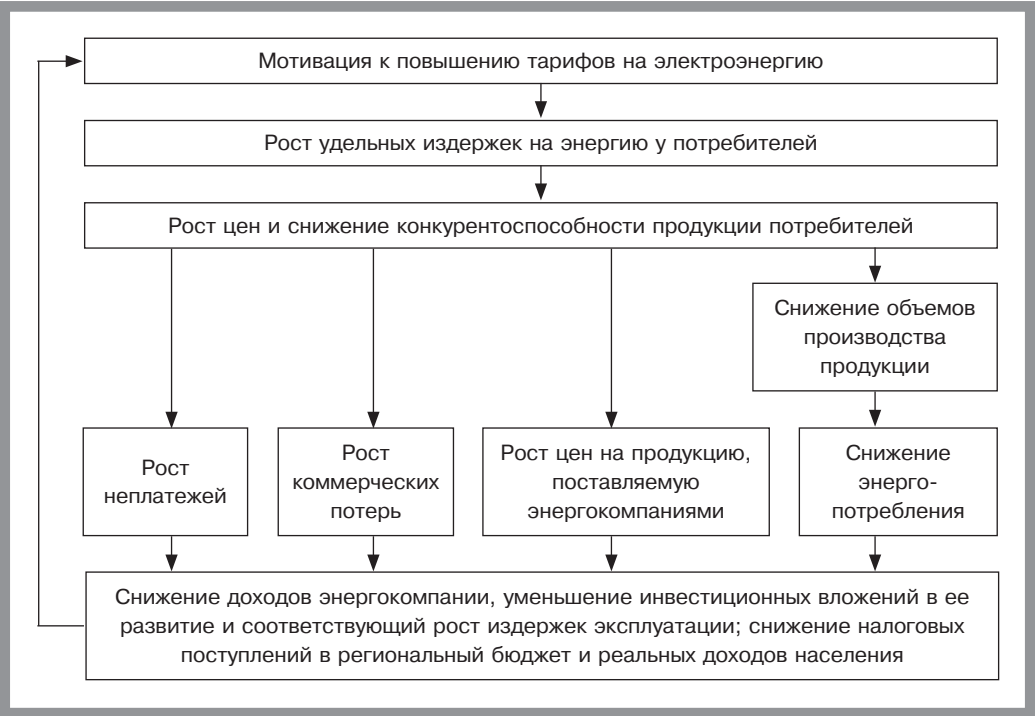


Рис. 4.8. Последствия стратегии краткосрочной максимизации доходов энергокомпании

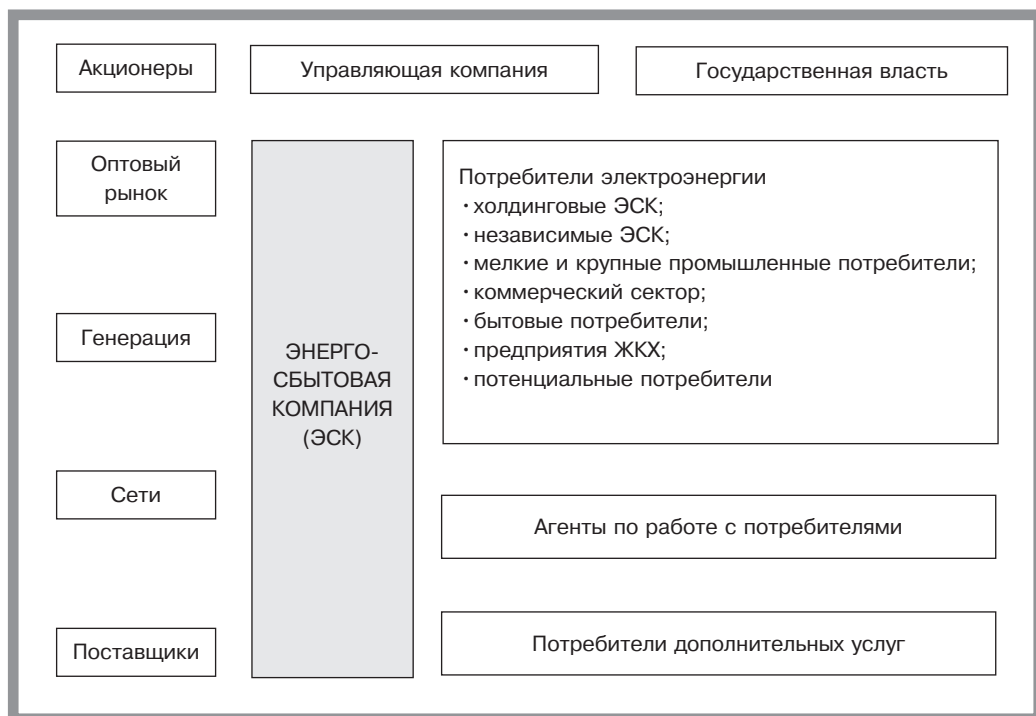
ростом цен на товары и услуги для потребителей, а в конечном итоге – и для самих энергетических предприятий (рис. 4.8). Таким образом, снижается конкурентоспособность продукции энергосистемы, проявляются негативные последствия для энергоемких отраслей промышленности и экономики в целом.

Постановка клиентоориентированного управления. Раскроем данный аспект на примере энергосбытовых компаний, на деятельность которых оказывает влияние достаточное количество негативных факторов. К их числу можно отнести: общее снижение платежной дисциплины потребителей, тотальный уход от гарантирующих поставщиков крупных промышленных потребителей, слабое представление государства о путях развития рынков электроэнергии, в том числе в части тарифного регулирования, энергосбережения и правового обеспечения деятельности.

Опыт реструктуризации электроэнергетики многих стран показывает, что, насколько проблемной ни была бы внешняя среда ЭСК, все конкурентные преимущества, основывающиеся в прошлом на монополизме, исчезают по мере развития рынка электроэнергии и мощности. Конкурентные преимущества ЭСК могут основываться только на ее внутреннем потенциале, который складывается из:

- социального капитала;
- ключевых специализированных компетенций;
- ориентации на текущие и перспективные потребности заказчиков услуг;

Рис. 4.9. Структура клиентов энергосбытовой компании

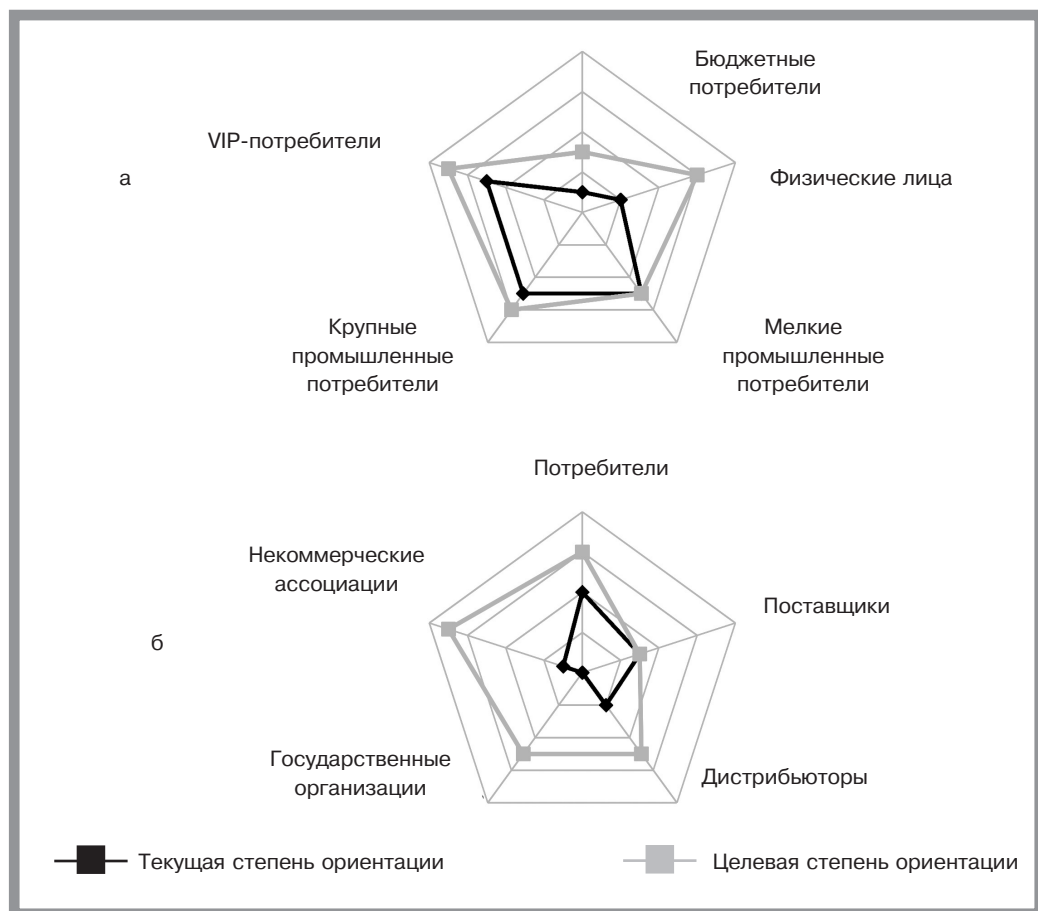


- системы управления, которая позволяет поддерживать и развивать первые три составляющие.

Для начала опишем структуру клиентов (контрагентов) энергосбытовой компании (рис. 4.9). Отметим, что зачастую многие интересанты бизнеса, на удовлетворение которых направлена определенная деятельность компании, ошибочно не рассматриваются как клиенты, так как не являются потребителями основного продукта/услуги.

Для оценки клиентоориентированного управления введем систему оценки, которую будем отображать в виде лепестковой диаграммы, где количество лучей соответствует количеству клиентов (групп клиентов) компании, а нанесенная на лучах графическая шкала позволяет охарактеризовать степень ориентации (рис. 4.10) компании на соответствующего клиента (группу клиентов) с помощью фиксированных позиций шкалы, описанных в виде развернутых словесных отметок. Количество необходимых лучей диаграммы выбирается в каждом конкретном бизнесе и может представлять полный перечень субъектов-ориентиров (часть а) либо развернутую номенклатуру субъектов-ориентиров одного типа (часть б).

Рис. 4.10. Пример комплексной оценки КОУ



Совокупность клиентов-ориентиров компании называем ее *ориентационным полем*. Фигура на плоскости диаграммы, получаемая путем отображения экспертной оценки состоянии компании согласно предлагаемой шкале, характеризует *степень ее ориентации*.

Разрыв между текущей и целевой степенью ориентации компании согласно стратегии ее развития назовем *ориентационным потенциалом*. Величина и конфигурация ориентационного потенциала в выбрано ориентационном поле и будут определять выбор тех или иных инструментов и способов реализации КОУ.

Периодичность ориентирования системы, как было указано в классификации (рис. 4.10), может быть разовой, периодической и постоянной. Если компании достаточно разового ориентирования, изменение бизнес-процессов и организационной структуры чаще всего не потребуется. Если же ориентирование должно носить периодический или постоянный характер, корректировки системы управления и реинжиниринга бизнес-процессов при ее проектировании не избежать [5].

С внедрением современных информационных технологий процесс ориентирования гораздо дешевле развернуть едино- временно и в дальнейшем только поддерживать, чем проводить периодические исследования, затрачивая массу ресурсов. Подчеркнем, что постоянная поддержка актуальной информации клиентской базы чаще всего не только дешевле периодического сбора, но и менее отталкивает клиентов, так как производится ненавязчиво в процессе проведения текущих транзакций.

На следующем этапе необходимо выбрать способ управления системой. Возможны два варианта: управление по возмущению и управление по отклонению. Управление по возмущению в отличие от управления по отклонению предполагает осуществление корректировки системы уже при выявлении изменений клиентской структуры или отдельных характеристик клиентов. Для реализации такого способа управления необходимы не только дополнительные функции мониторинга и прогнозирования, но и развитие способности компании в ограниченные сроки вырабатывать управляющие воздействия, а также реагировать на них. Преимущества системы КОУ по возмущению представлены на рис. 4.11.

Управление по возмущению сложнее по организации и дороже при функционировании, чем управление по отклонению. Поэтому необходимо оценить, является ли эффективной его организация для КОУ по той или иной клиентской группе. Это может зависеть от ряда факторов: скорости или существенности изменений в структуре, ожиданий или предпочтений клиентской группы, степени влияния этих изменений на результаты деятельности компании, проактивности взаимодействия компании с клиентами.

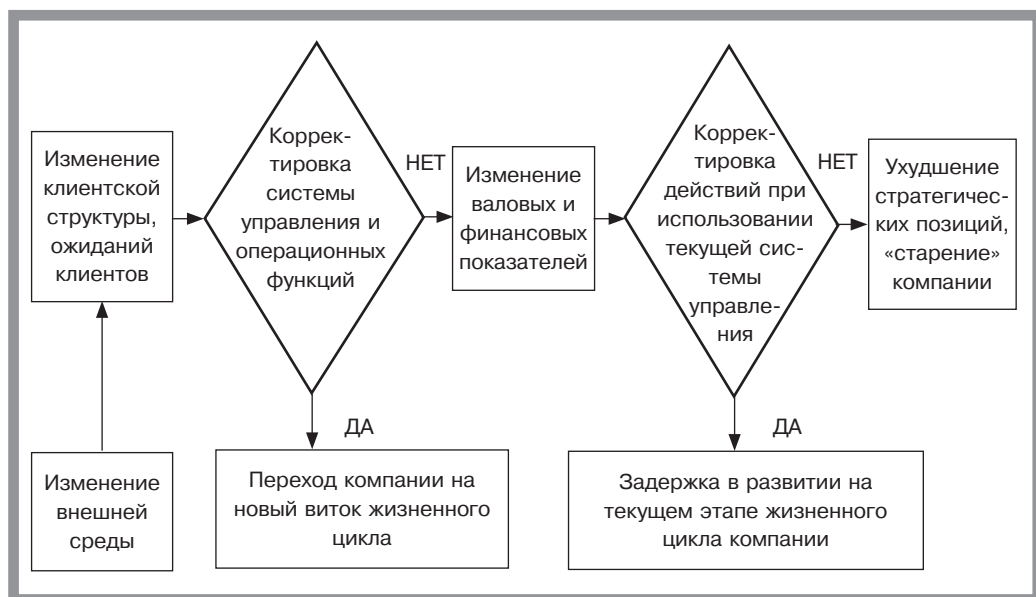


Рис. 4.11.
Преимущества
системы КОУ по
возмущению

Итого, для оценки КОУ в компании необходимо:

- определить ориентационное поле компании – совокупность клиентов (клиентских групп), на которые ориентируется компания в своей деятельности для достижения стратегических целей;
- зафиксировать текущую и целевую степень ориентации на каждого клиента (группу клиентов) в ориентационном поле, таким образом выявив ориентационный потенциал компании;
- определить периодичность ориентирования на разные клиентские группы;
- выявить текущий и задать целевой вид организации КОУ по каждой группе клиентов – будет ли это управление по возмущению или достаточно организации управления по отклонению в системе;
- формализовать текущее и задать целевое состояние ориентационного взаимодействия, включая факторы, которые компания желала бы урегулировать в случае организации проактивного управления.

4.5. ФИНАНСИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЯ ИННОВАЦИЙ

Успех в инновационной экономике определяется тем, насколько экономические структуры умеют использовать существующие каналы создания инновационной добавленной стоимости (ИДС) [11]. Основными являются изобретения – продукция с принципиально новыми техническими или функциональными

ми свойствами. Это основной канал создания ИДС. Однако изобретение, попадая на насыщенный потребительский рынок, не обязательно превращается в потребительски ценный продукт. Рыночная ценность изобретения зависит от фактора, превращающего «изобретение» в потребительскую ценность.

Другое звено в создании ИДС – это индивидуализация продукта, достигаемая за счет реализации интеллектуальных схем работы с потребителем, непосредственного включения его в процесс создания продукта. Наиболее распространенные схемы – это возможность потребителя заказать продукт по своему вкусу (выбрать комплектацию, «собрать» товар из набора опций). Этот канал создания ИДС предъявляет жесткие требования к гибкости производства.

Прибыль от реализации инновационного проекта существенно отличается от прибыли, получаемой за выпуск отлаженной продукции. Длительное время новаторские начинания могут не давать ни прибыли, ни роста, а только потреблять ресурсы. Затем инновация должна разрастаться и возвращать вложенный в ее разработку капитал в многократном размере, иначе ее можно рассматривать как неудачную. Нововведение начинается с малого, но результаты его должны быть масштабными.

Компания, которая вкладывает большие средства в создание новых продуктов, вовлечена в два вида деятельности («два бизнеса»):

- основную деятельность, определенную целями корпорации и направленную на удовлетворение рыночных потребностей;
- научно-техническую деятельность, связанную с целями корпорации. Для успешного развития «два бизнеса» компании требуют и «двух бюджетов» – основного и инновационного, направляемых на разработку новых продуктов (примерно 10 % бюджета).

Успех инновационной деятельности в большой степени зависит от способов финансовой поддержки. Источниками финансирования могут быть предприятия, финансово-промышленные группы, малый инновационный бизнес, инвестиционные и инновационные фонды, органы местного управления, частные лица. Все они участвуют в хозяйственном процессе и способствуют развитию инновационной деятельности.

В развитых странах финансирование инновационной деятельности осуществляется как из государственных, так и из частных источников. Для большинства стран Западной Европы и США характерно примерно равное распределение финансовых ресурсов для НИОКР между государственным и частным капиталом.

Принципы организации финансирования должны быть ориентированы на множественность источников финансирования и предполагать быстрое и эффективное внедрение инноваций с их коммерциализацией, обеспечивающей рост финансовой отдачи от инновационной деятельности.

По видам собственности источники финансирования делятся на:

- государственные инвестиционные ресурсы (бюджетные средства, средства внебюджетных фондов, государственные заимствования, пакеты акций, имущество государственной собственности);
- ресурсы хозяйствующих субъектов, а также общественных организаций, физических лиц и т. д. Это инвестиционные ресурсы коллективных инвесторов, в том числе страховых компаний, инвестиционных фондов и компаний, негосударственных пенсионных фондов. Сюда же относятся собственные средства предприятий, а также кредитные ресурсы коммерческих банков, прочих кредитных организаций и специально уполномоченных правительством инвестиционных банков.

Основные организационные формы финансирования инновационной деятельности, принятые в мировой практике, представлены в табл. 4.2.

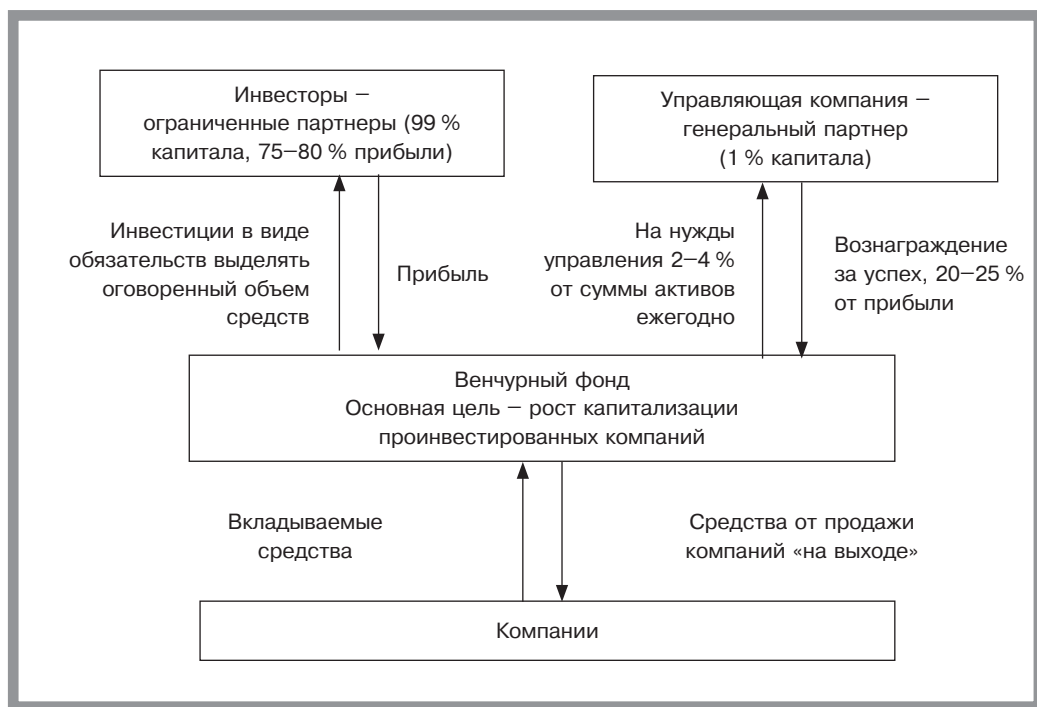
Таблица 4.2

ОСНОВНЫЕ ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ФОРМЫ
ФИНАНСИРОВАНИЯ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Форма	Возможные инвесторы	Преимущества использования формы	Сложности использования формы в РФ
Дефицитное финансирование	Правительства иностранных государств; международные финансовые институты; предприятия и организации РФ	Возможность государственного регулирования и контроля инвестиций	Нецелевой характер финансирования; рост внешнего и внутреннего государственного долга; увеличение расходной части бюджета
Акционерное (корпоративное) финансирование	Коммерческие банки; институциональные инвесторы	Вариативность использования инвестиций у корпорации (предприятия)	Нецелевой характер инвестиций; работа только на рынке ценных бумаг, а не на рынке реальных проектов; высокий уровень риска инвестора
Проектное финансирование	Правительства; международные финансовые институты; коммерческие банки; отечественные предприятия; иностранные инвесторы; институциональные инвесторы	Целевой характер финансирования; распределение рисков; гарантии государств – участников финансовых учреждений; высокий уровень контроля	Зависимость от инвестиционного климата; высокий уровень кредитных рисков; неустойчивое законодательство и налоговый режим

Одним из наиболее перспективных путей реализации высокорисковых инновационных проектов является венчурное инвестирование (рис. 4.12), эффективность которого подтверждена мировой практикой. Одним из первых шагов к венчурной индустрии был сделан в США, когда был принят закон «Об инвестициях в малый бизнес» 1958 г. Закон позволял Агентству по делам малого бизнеса США выдавать лицензии частным компаниям, инвестирующим в малый бизнес, для упрощения процесса финансирования и управления малыми предприятиями США в интересах общего развития экономики. Главной задачей программы вплоть до сегодняшнего дня остается упрощение процесса привлечения капитала через экономическую систему с целью финансирования небольших новаторских компаний.

Рис. 4.12. Схема организации венчурного финансирования



Венчурное инвестирование оперирует следующими терминами:

- венчурный капитал (англ. Venture Capital) – капитал инвесторов, предназначенный для прямого финансирования новых, растущих или борющихся за место на рынке предприятий (стартапов) и поэтому сопряженный с высокой степенью риска. Это, как правило, долгосрочные инвестиции, вложенные в рискованные ценные бумаги или предприятия, в ожидании высокой прибыли;
- венчурные инвестиции – рискованные инвестиции, обладающие доходностью выше среднего уровня, они являются

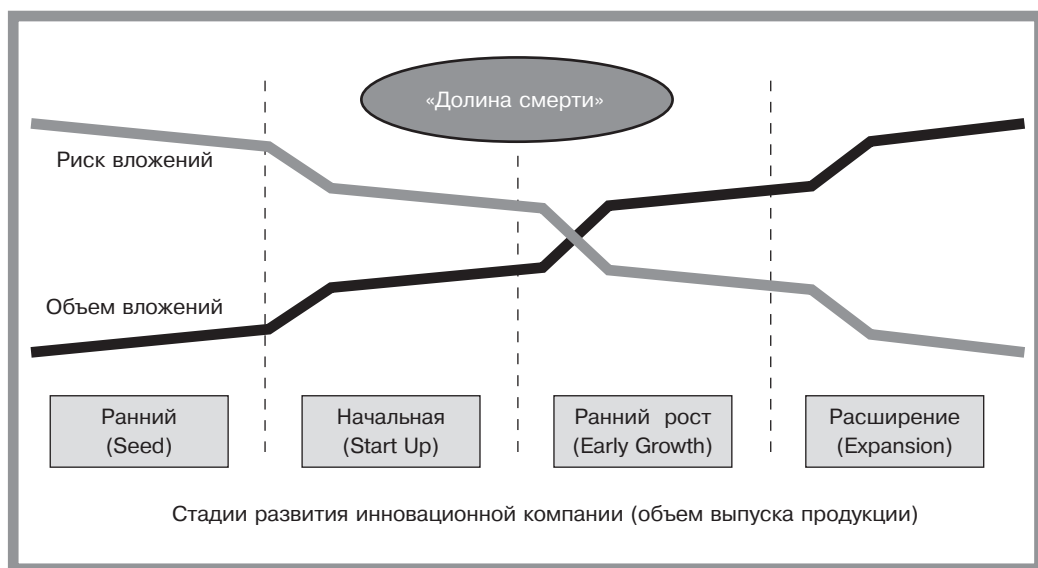
также инструментом для получения инвестором доли во владении компаниями;

- венчурный капиталист – лицо, которое осуществляет подобные инвестиции. В отличие от венчурных фирм, которые инвестируют только в компании на ранних стадиях, венчурные капиталисты вдобавок к этому инвестируют в компании на различных стадиях делового жизненного цикла. В качестве альтернативы венчурный капиталист может помочь в слиянии и поглощении другой компанией, обеспечивая ликвидность и выход учредителям компании;
- венчурный фонд – это механизм инвестирования с образованием общего фонда (обычно партнерства) для инвестирования финансового капитала, в основном сторонних инвесторов в предприятия, которые для обычных рынков капитала и банковских займов представляют слишком большой риск.

Главной особенностью рискованного (венчурного) инвестирования является то, что инновации осуществляются в малые и средние частные или приватизированные предприятия, как правило, инновационной направленности, без какого-либо залога или залога, в отличие от банковского кредитования. Средства используются в качестве финансового рычага, чтобы обеспечить быстрый рост и развитие бизнеса. Инвестиции венчурного капитала всегда сопряжены с длительным сроком вложений и, как следствие, с высоким коммерческим риском, но они и обеспечивают более высокие доходы.

Венчурные инвестиции помогают молодым компаниям пройти через «долину смерти», т. е. пережить наиболее рискованный период (рис. 4.13).

Рис. 4.13.
Графическая
интерпретация
«долины смерти»



Источниками финансирования инновационных предприятий могут являться бизнес-ангелы, государственные фонды (гранты), венчурные фонды, фонды прямых инвестиций, банки. Финансирование также может осуществляться посредством эмиссии акций или выхода на фондовый рынок. Каждой стадии жизненного цикла соответствуют свои источники финансирования (рис. 4.14).

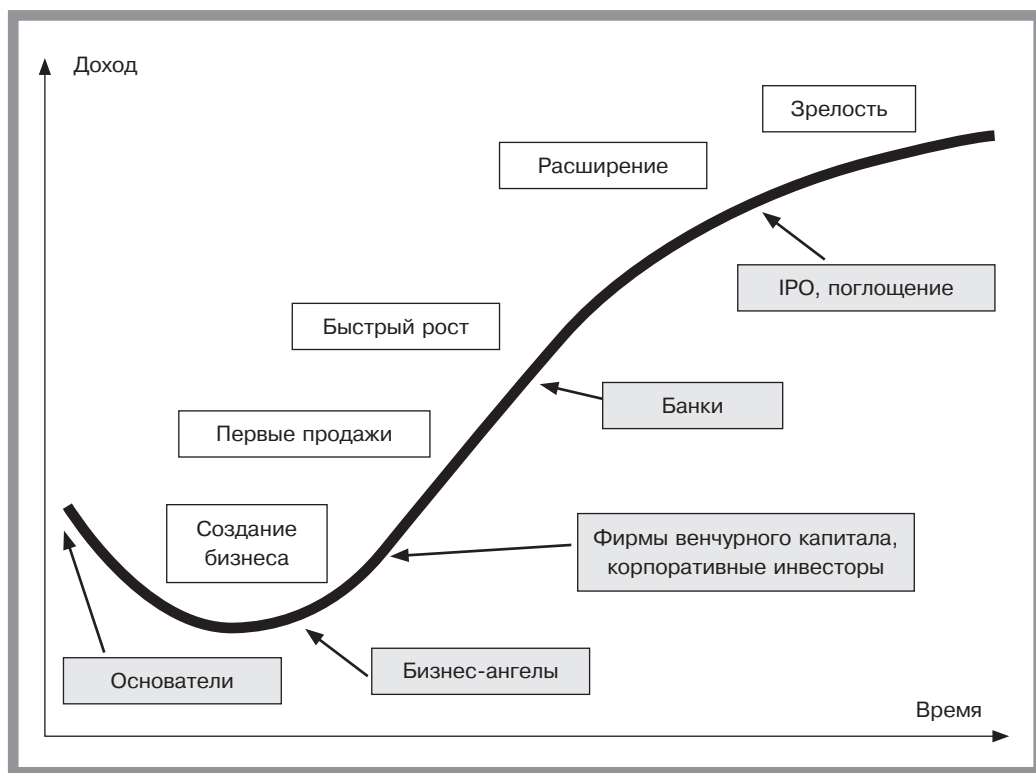


Рис. 4.14.
Распределение
источников
финансирования
по стадиям
жизненного цикла
организации

Большинство венчурных фондов существуют 10 лет. Эту модель впервые успешно применили фонды Силиконовой долины в 1980-х гг. для обширного инвестирования в развитие технологий, но только в период доминирования с целью снижения подверженности управленческому и маркетинговому рискам любой частной фирмы или ее продукции.

Объектами рискованных инвестиций могут стать промышленная реструктуризация, новые технологии и малый бизнес. Именно динамично развивающееся малое и среднее предпринимательство в последнее время становится главным фактором в стимулировании общего экономического роста за рубежом. В большинстве стран малые и средние предприятия дают более половины национального дохода.

Выделяются следующие типы инвестиционных организаций с участием *государственных средств*.

1. Венчурные фонды со 100 %-м участием государства.
2. Государственные «посевные» фонды ориентированы на самую рискованную стадию бизнеса – посевную, где привлечение частного капитала наиболее проблематично.
3. Государственно-частные венчурные фонды. Участвует как государственный, так и частный капитал, причем инициатива по созданию фонда принадлежит государству, которое и выбирает управляющую компанию.
4. Частно-государственные венчурные фонды. Участвует как государственный, так и частный капитал, причем инициатива по созданию фонда принадлежит частным управляющим компаниям, а государство выступает в роли соинвестора.
5. Государственный «фонд фондов» предназначен для соинвестирования в государственно-частные и частно-государственные венчурные фонды.

Основная идея *государственно-частного партнерства* в венчурном бизнесе состоит в долевом государственном участии в венчурных фондах напрямую или через посредничество «фонда фондов». Кроме того, государство «готовит» компании для венчурных инвесторов, финансируя их на «посевной» стадии. Частично в ведении государства находится и создание венчурной инфраструктуры: подготовка инновационных менеджеров, организация коучинг-центров, проведение венчурных ярмарок – места встречи инвесторов и компаний, желающих привлечь средства.

Участие *корпораций* в венчурном инвестировании выражается в следующем.

1. Непосредственное финансирование создания малых фирм. Финансирование процесса создания нового продукта принадлежит, как правило, материнской компании, что позволяет получить крупную выгоду в случае его успеха на рынке. Массовое производство продукта налаживается уже крупной компанией на основе мелкой фирмы, существование которой в этих случаях является временным.
2. Создание целиком принадлежащих им филиалов мелких венчурных фирм, но уже не научно-исследовательских, а инвестиционных. Создается фонд, используемый длительно и специально для предоставления ссуд на разработку и освоение изобретений, сделанных вне пределов материнской компании. Часто такие фонды формируются объединенными усилиями нескольких крупных корпораций. Многие из них создают десятки мелких инвестиционных фирм, которые образуют сеть, предназначенную для реализации научных идей.
3. Организация самостоятельно функционирующих специализированных инвестиционных фирм венчурного капитала (ФВК). Создаются ФВК путем объединения средств различными собственниками. Здесь корпорации являются важными, но не единственными участниками. Причем корпорации действуют не столько как собственники денежного капитала, заин-

тересованные в получении процента по ссудным операциям, а скорее как заказчики новых технологических решений, оплачивающие издержки по их разработке.

Банки в качестве источников венчурных капиталов участвуют в рискованной игре опосредованно – через формирование венчурных фондов. Коммерческие банки, финансируя инновационное предпринимательство, рискуют лишь незначительной долей своего капитала, зато могут получить доходы, во много раз превышающие обычные. Профильные кредитные организации – венчурные банки – создаются для кредитования разработок с неопределенным или весьма отдаленным по времени эффектом. При успешном осуществлении проекта банк получает часть учредительского дохода, определенную долю прибыли от внедрения инноваций.

Общим для всех видов венчурного инвестирования является тот факт, что венчурные капиталисты – это активные инвесторы. Они участвуют в консультировании, руководстве и развитии компаний, в которые они инвестировали. Некоторые венчурные фирмы успешно создают синергетический эффект между различными компаниями.

Крупные венчурные капиталисты вкладывают деньги в несколько фондов одновременно, что позволяет более крупной фирме сохранить специалистов на всех стадиях развития фирм и почти постоянно функционировать. Небольшие фирмы обычно процветают и терпят крах вместе со своими первоначальными промышленными контрагентами.

Фонды больше всего заинтересованы в рискованных предприятиях, обладающих высоким потенциалом роста, так как только такие возможности обеспечат финансовый возврат и успешный выход в течение необходимого периода времени (как правило, 3–7 лет), ожидаемого венчурными капиталистами. Потребность в высоких доходах превращает венчурное финансирование в дорогостоящий источник капитала для компаний и самый подходящий для предприятий, которым необходим огромный стартовый капитал.

Показатели инновационной активности, отражающие степень коммерциализации инноваций, различаются в зависимости от отрасли, профиля предприятия, вида продукции и услуг, стадии жизненного цикла. Наиболее распространены следующие показатели (метрики).

1. *Экономическая эффективность:*

ROI (return on innovation investment) – коэффициент рентабельности инноваций; ROI = финансовый результат от инноваций ÷ затраты на инновации.

Финансовый результат от инноваций складывается из ряда составляющих:

- дополнительный доход, который получила компания от реализации нового продукта;
- величина превышения фактического дохода от вывода нового продукта на рынок над плановым показателем;

- величина сокращенных операционных издержек на реализацию какой-либо услуги компании;
- прибыль компании от проникновения ее продуктов на новый сегмент рынка.

2. *Затратные показатели:*

- удельные затраты на НИОКР в объеме продаж – характеризуют наукоемкость продукции;
- удельные затраты на приобретение лицензий, патентов, ноу-хау;
- затраты на приобретение инновационных фирм;
- размер фонда инициативных разработок.

3. *Динамика инновационного прогресса:*

- инновационность ТАТ (ТАТ – термин от американского словосочетания turn-around time («успешай поворачиваться»). Время с момента осознания потребности на новый продукт до момента его отправки на рынок или потребителю в больших количествах);
- длительность разработки нового продукта (новой технологии);
- длительность подготовки производства нового продукта.

4. *Обновляемость:*

- количество разработок нововведений;
- доля выручки от реализации новой продукции в общем объеме прибыли за последние N лет;
- динамика обновления портфеля продукции (удельный вес продукции, выпускаемой 2, 3, 5 и 10 лет);
- количество приобретенных новых технологий;
- количество патентов, полученных компанией;
- объем экспортируемой инновационной продукции;
- количество новых продуктов, сервисов и бизнесов, которые компания вывела на рынок.

5. *Качественные показатели:*

- численность и структура сотрудников, занятых НИОКР;
- состав и количество творческих групп (команд);
- количество и масштаб инновационных проектов;
- количество рацпредложений, поступивших от сотрудников;
- количество грантов и бюджетных ассигнований, полученных на конкурсной основе на финансирование инвестиционных проектов;
- количество инновационных идей, выдвинутых сотрудниками в течение последних N месяцев;
- отношение реализованных инновационных идей к общему числу выдвинутых предложений;
- количество персонала, участвующего в решении новых задач.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ОБРАЗЕЦ ФОРМУЛИРОВКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

Компания XYZ стремится сократить энергопотребление и затраты, а также достигнуть долгосрочной экологической и экономической устойчивости своих операций. **Мы берем на себя следующий обязательства:**

- Сократить энергоемкость на 25 % за 10 лет производства и размещения наших операций.
- Обеспечить постоянное улучшение наших показателей энергетической эффективности.
- Размещать информацию и использовать ресурсы для достижения наших целей и задач.
- Защищать юридические и другие требования энергетики.
- Рассматривать возможность повышения эффективности энергетики при разработке продукта и дорабатывать производственные помещения, оборудование, системы.
- Эффективно производить и использовать энергосберегающие продукты и сервисы.

Обязанности сотрудников для полной реализации энергетической политики:

- Понимать и следовать энергетической политике компании XYZ и процессам, относящимся к вашей роли.
- Предлагать возможные улучшения процессов для сокращения или избегания использования энергии в вашей деятельности.
- Поддерживать наши усилия по улучшению общих усилий по достижению совокупной устойчивости.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ БИЗНЕС-МОДЕЛИ

На протяжении всего пути своего развития концепция бизнес-модели неустанно критиковалась многими учеными, особенно Майклом Портером, который называл определение бизнес-модели в лучшем случае «туманным», саму концепцию «расплывчатым суждением о том, как компания ведет бизнес и получает доход», а также «самообманом и ошибочным представлением об управлении компанией». Такая критика во многом была связана с крахом интернет-компаний и, как следствие, бизнес-моделей, которые должны были объяснить, каким образом получать прибыль в интернет-среде. Но, действительно, многие специалисты указывают на отсутствие единого понимания бизнес-модели. Различия проявляются в соотношении термина «бизнес-модель» и других понятий (например, непонятно разграничение между бизнес-моделью и стратегией), в количестве компонентов бизнес-модели и их содержании. Это осложняет взаимодействие между исследователями в процессе создания прочного теоретического базиса концепции.

Тем не менее можно проследить эволюцию подходов к трактовке термина «бизнес-модель» и выделить ряд ключевых аспектов.

Так, Пол Тиммерс был одним из первых, кто дал формальное определение бизнес-модели. По его мнению, это «...конфигурация товаров, услуг и потоков информации, которая включает описание различных участников бизнеса, их роли, потенциальные выгоды, а также описание источников дохода» [43]. Он заложил основы современного представления концепции, включив в нее ценность, значимость других участников рынка и способы коммерциализации. Тиммерс одним из первых признал, что ценность может создаваться не только внутри самой компании, но и за ее пределами.

Амит и Зотт, утверждая, что традиционные концепции не могут в полной мере отразить процесс создания ценности в интернет-бизнесе, развивают представления Тиммерса и предлагают свое определение бизнес-модели, которое должно помочь менеджерам лучше управлять компаниями, работающими в сегменте электронного бизнеса. Ученые приходят к выводу, что «бизнес-модель отражает содержание, структуру и механизм управления транзакциями, построенных так, чтобы создавать ценность за счет использования бизнес-возможностей» [27]. Таким образом, бизнес-модель отражает полную созданную ценность, полученную в процессе осуществления транзакций,

которая в конечном итоге распределяется на всех участников коммерческой деятельности; при этом создание ценности становится приоритетнее получения дохода. Еще одним важным результатом было включение в бизнес-модель остальных заинтересованных сторон, таких как поставщики, партнеры клиенты.

Автор наиболее популярной среди практиков методики для построения бизнес-моделей Александр Остервальдер считает, что бизнес-модель описывает основную причину того, как организация создает, доставляет и присваивает ценность (получает доход) [36]. По Остервальдеру, в бизнес-модель входит девять блоков, описывающих четыре основных аспекта бизнеса:

- инфраструктура (ключевые ресурсы, процессы и партнеры компании);
- финансы (структура затрат и доходов);
- потребители (каналы сбыта, сегменты потребителей и взаимоотношения с ними);
- предлагаемая потребителям ценность, объединяющая все остальные компоненты бизнес-модели.

Одна из крупнейших международных консалтинговых компаний PricewaterhouseCoopers дает следующее определение бизнес-модели: «Выбранная организацией система входов, создающих ценность видов деятельности, выходов, целью которой является создание ценности в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе».

Российские работы в области бизнес-моделей появились значительно позже западных аналогов. На данный момент отечественные исследования в теории бизнес-моделирования находятся на этапе становления и, следовательно, отстают в своем развитии (а зачастую попросту копируют лучшие зарубежные практики).

Одним из первых, кто употребил термин «бизнес-модель», был Д. Сироткин [16], обозначив ее как принципиальную модель ведения бизнеса. По своей сути бизнес-модель, как объект анализа, заменяла саму компанию и использовалась для разработки стратегии. Необходимо было определить ключевые компетенции, соответствие бизнес-модели целям компании, согласованность компонентов компании между собой. Однако не было выделено специфических характеристик, присущих бизнес-модели, как отдельной единицы анализа.

Существенный вклад в разработку отечественной теории бизнес-моделей внесла Н. Д. Стрекалова, которая рассматривает бизнес-модель в качестве отражения ключевых характеристик бизнеса, таких как функции и цели бизнеса, ценность, рынок, на который ценность поставляется, процесс создания ценности, а также конкурентную стратегию и сеть бизнеса [19]. Бизнес-модель, таким образом, представляет собой матрицу системных характеристик и носит интегративный характер. Особенностью данного определения следует считать добавление в

бизнес-модель конкурентов, которые, несомненно, влияют на деятельность компании, однако, как отмечают многие авторы, разработкой механизмов отношений с конкурентами является задачей стратегии, а не бизнес-модели.

И. Шаталов дает следующее определение термину: «Совокупность взаимосвязанных стратегических решений, формулирующих способ ведения бизнеса фирмой, который определяет, как происходит создание и присвоение фирмой ценности в рамках сети создания ценности» [23]. Данное определение согласуется с последними зарубежными исследованиями, отражая два основных аспекта бизнес-модели – создание и присвоение ценности. Однако необходимо отметить, что автор также включает в концепцию и модель роста, что также, как и в определении Стрекаловой, коррелируется с функцией стратегии, которая заключается в разработке системы шагов по изменению бизнеса, что не позволяет провести строгую границу между данными концепциями.

По мнению эксперта в области инжиниринга бизнес-процессов Андрея Сооляттэ, ключевыми элементами бизнес-модели для любой компании будут:

- ценность для внешних клиентов, которую предлагает компания на основе своих продуктов и услуг;
- система создания этой ценности, включающая поставщиков и целевых клиентов, а также цепочки создания ценности;
- активы, которые компания использует для создания ценности;
- финансовую модель компании, определяющую, как структуру ее затрат, так и способы получения прибыли.

Такая структура элементов бизнес-модели по своей сути напоминает предложенную Остервальдером онтологию, с более детализированными блоками финансов и системы создания ценности; в первый, помимо затрат и доходов, добавляется еще и схема финансовых потоков, а в последний – технологическая платформа. Отдельно рассматривается такой элемент, как инфраструктура. Все дополнительные элементы, несомненно, влияют на работу предприятия в целом, однако строго определить, каким образом они связаны с деятельностью компании в части создания продукта и тем более какую прямую и воспринимаемую участником ценность они приносят, не представляется возможным.

Из перечисленных примеров очевидно, что исследователи по-разному трактуют понятие «бизнес-модель»: одни ограничиваются лишь описанием, другие предлагают конкретный состав элементов и их взаимосвязи. Некоторые авторы ограничивают входящие в бизнес-модель элементы только внутренней средой компании; в более поздних формулировках состав элементов расширяется и включает также объекты внешней среды, например, поставщиков, потребителей и других стейкхолдеров. Од-

нако практически все отмечают потребительскую ценность как наиболее важный элемент бизнес-модели.

Определения различных авторов можно разделить на два основных подхода: интегральный и ценностный. Интегральный подход охватывает все аспекты деятельности компании; главным образом это проявляется во включении в концепцию целей и миссии компании, вспомогательные виды деятельности, структуру, культуру, а также бизнес-стратегию, что представляет бизнес-модель как динамический объект. Ко второму подходу можно отнести авторов, которые определяют бизнес-модель через элементы, непосредственно влияющие на предоставляемую ценность. При этом в ценностном подходе ярко выражены две позиции авторов. С одной стороны, бизнес-модель может рассматриваться лишь с точки зрения *создания ценности*, то есть действий, которые предпринимаются участниками бизнес-модели для того, чтобы создать продукт, удовлетворяющий требованиям клиентов. С другой стороны, ряд авторов помимо процесса создания ценности выделяет также действия, связанные с присвоением ценности, что означает получение дохода.

Существенным недостатком интегрального подхода является сложность описания взаимозависимостей между всеми источниками создания ценности. Например, непонятно, как достоверно определить влияние структуры компании или ее организационной культуры на процесс создания ценности. В такой трактовке бизнес-модель как бы подменяет многие существующие концепции стратегического менеджмента и, в первую очередь, бизнес-стратегию компании, за что часто критикуется многими исследователями и специалистами. Таким образом, всеобщий характер такого подхода, возможно, не позволяет с помощью бизнес-модели получить новую и ценную информацию для принятия решений.

Ценностный подход к бизнес-моделям, напротив, сужает область концепции до определенного круга задач. Такое представление бизнес-модели позволяет отразить ее уникальные характеристики, которыми не обладают остальные концепции менеджмента. Тем не менее «изъятие» из концептуального рассмотрения бизнеса некоторыми авторами такой важной составляющей, как способ получения прибыли, возможно, снижает потенциальную пользу от решений, принятых на основе бизнес-модели.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Анисимов, С. П.* «Зеленая экономика» и электроэнергетика / С. П. Анисимов, И. К. Хузмиев // Национальные проекты. – 2013. – № 6. – С. 4–13.
2. *Антонов, Н.* Методические подходы к прогнозированию электропотребления / Н. Антонов, Е. Лукина // Энергорынок. – 2013, № 9.
3. *Антонычев, С. В.* Энергосервисный контракт и практика его реализации / С. В. Антонычев // Энергосбережение. – 2011. Спецвыпуск. – С. 32–35.
4. *Баишмаков, И. А.* За счет чего снижается энергоемкость ВВП России? [Электронный ресурс]. URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5718
5. *Бокарев, Б. А.* Концепция клиентоориентированного управления компанией // Государственное управление в 21 веке: традиции и инновации: материалы 8-й Междунар. конф. факультета государственного управления МГУ им. М. В. Ломоносова. – М.: Изд-во Моск. ун-та. – 2010. – 280 с.
6. *Гительман, Л. Д.* Менеджмент – твоя работа. Действуй на опережение / Л. Д. Гительман. – М.: ИНФРА-М. – 2011.
7. *Гительман, Л. Д.* Безрисковый энергоменеджмент. Промышленное предприятие на рынке электроэнергии / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М.: Дело, 2004. – 168 с.
8. *Гительман, Л. Д.* Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М.: ЗАО «Олимп – Бизнес», 2002. – 544 с.
9. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2014 г. / Министерство энергетики Российской Федерации. – М., 2015. – 157 с. [Электронный ресурс]. URL: http://minenergo.gov.ru/sites/default/files/texts/444/61309/Gosdoklad_EiPEE_-_2014.pdf
10. Динамика потребления электроэнергии как индикатор экономической эффективности / Л. Григорьев, А. Голяшев, Е. Буряк, А. Лобанова, В. Кульпина // Бюллетень социально-экономического кризиса в России. – 2016. – № 10. [Электронный ресурс]. URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/7945.pdf>
11. *Карачаровский, В.* Управление инновациями в промышленном производстве / В. Карачаровский // Экономист. – 2009. – № 10. – С. 25–34.

12. *Карпович, А. И.* Управление спросом на энергию и повышение экономической устойчивости энергетических предприятий / А. И. Карпович // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2011. – № 22. – С. 2–5.
13. *Кустова, А. В.* Почему западная энергосервисная система не работает в России? / А. В. Кустова // Энергосбережение. – 2008. – № 8. – С. 40–44.
14. *Мазурова, О. В.* Электроемкость промышленности: глобальные тенденции / О. В. Мазурова // Промышленная энергетика. – 2014. – № 8. – С. 18–22.
15. *Насонова, А. Е.* Экономия на продажу. Перспективы энергосервиса в России / А. Е. Насонова // Энергосбережение. – 2011. – № 1. – С. 26–29.
16. *Сироткин, Д.* Выработка эффективной бизнес-модели для компании / Д. Сироткин // Исследовательско-консультационная фирма «Альт». [Электронный ресурс]. URL: http://www.devbusiness.ru/development/strategy/biz_models.htm
17. *Скоробогатов, А. В.* Комплексный подход к экономии электрической энергии на предприятиях России / А. В. Скоробогатов // Вести в электроэнергетике. – 2009. – № 4. – С. 16–18.
18. *Сливотски, А.* Миграция ценности / А. Сливотски. – М.: Манн, Иванов и Фербер, 2006.
19. *Стрекалова, Н. Д.* Концепция бизнес-модели: методология системного анализа / Н. Д. Стрекалова // Известия РГПУ им. А. И. Герцена. Научный журнал. – 2009. – № 92. – С. 96–105.
20. *Тимофеев, Д. И.* Бизнес-модели передовых энергетических компаний / Д. И. Тимофеев // Стратегический менеджмент. – 2010. – № 1. – С. 68–81.
21. Управление спросом на энергию. Уникальная инновация для российской электроэнергетики / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников, М. В. Кожевников, Ю. П. Шевелев. – М.: Экономика, 2013. – 118 с.
22. *Хохлявин, С. А.* Стандарты в области энергоменеджмента: США, Европа, Корея, весь мир / С. А. Хохлявин // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2009. – № 3. – С. 16–21.
23. *Шаталов, А. И.* Взаимосвязь бизнес-модели и результатов деятельности фирмы (на материалах российских компаний отрасли общественного питания) / А. И. Шаталов // Вестн. Санкт-Петербургского ун-та. Сер. 8: Менеджмент. – 2010. – № 2. – С. 24–54.

24. *Гительман, Л. Д.* Экономика и бизнес в электроэнергетике : междисциплинарный учебник / Л. Д. Гительман, Б. Е. Ратников. – М.: Экономика, 2013. – 432 с.
25. Энергосбережение в жилищной и коммунальной сфере: учебник / под общ. ред. проф. Л. Н. Чернышова. – Екатеринбург: ООО «ИРА УТК», 2008. – 426 с.
26. Addressing the Electricity Access Gap / Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy, 2010 [Electronic resource]. URL: [http : //siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Addressing_the_Electricity_Access_Gap.pdf](http://siteresources.worldbank.org/EXTESC/Resources/Addressing_the_Electricity_Access_Gap.pdf)
27. *Amit, R., Zott, C.* Value creation in e-business // Strategic Management J. – 2001. – № 22. – P. 493–520.
28. Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040 / U.S. Energy Information Administration [Electronic resource]. URL: [www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf)
29. Correlation of energy consumption and GDP per person / European Environment Agency [Electronic resource]. URL: [http : //www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/correlation-of-per-capita-energy](http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/correlation-of-per-capita-energy)
30. Electrification of Chemical Industry. An Opportunity for the Chemical and Electricity Sector [Electronic resource]. URL: [https : //www.tno.nl/media/5813/electrification_of_chemical_industry.pdf](https://www.tno.nl/media/5813/electrification_of_chemical_industry.pdf)
31. *Gitelman, L.D., Kozhevnikov, M.V.* Energy strategies of industrial enterprises // WIT Transactions on Ecology and the Environment. – 2015. – Vol. 192. – P. 297–307.
32. Global Energy Statistical Yearbook 2016 [Electronic resource]. URL: [https : //yearbook.enerdata.net](https://yearbook.enerdata.net)
33. International Energy Outlook 2016 / U.S. Energy Information Administration [Electronic resource]. URL: [http : //www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
34. Key Electricity Trends. Excerpt from: Electricity Information. International Energy Agency, 2016 [Electronic resource]. URL: [http : //www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyElectricityTrends.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyElectricityTrends.pdf)
35. Key World Energy Statistics. International Energy Agency, 2016 [Electronic resource]. URL: [https : //www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf)
36. *Osterwalder, A., Pigneur, Y.* Business Model Generation. – Oxford: John Wiley, 2010. – 281 p.
37. *Rostow, W. W.* The Stages of Economic Growth: A Non-Communist Manifesto. – Cambridge: Cambridge University Press, 1960. – 272 p.

38. Scaling Up Access to Electricity: The Case of Bangladesh / World Bank Group, 2014 [Electronic resource]. URL: [http : //documents.worldbank.org/curated/en/699721468003918010/pdf/88702-REPF-BRI-PUBLIC-Box385194B-ADD-SERIES-Live-wire-knowledge-note-series-LW21-New-a-OKR.pdf](http://documents.worldbank.org/curated/en/699721468003918010/pdf/88702-REPF-BRI-PUBLIC-Box385194B-ADD-SERIES-Live-wire-knowledge-note-series-LW21-New-a-OKR.pdf)
39. Scaling Up Access to Electricity: The Case of Rwanda / World Bank Group, 2014 [Electronic resource]. URL: [http : //documents.worldbank.org/curated/en/621551468059083947/pdf/88703-REPF-BRI-PUBLIC-Box385194B-ADD-SERIES-Live-wire-knowledge-note-series-LW22-New-a-OKR.pdf](http://documents.worldbank.org/curated/en/621551468059083947/pdf/88703-REPF-BRI-PUBLIC-Box385194B-ADD-SERIES-Live-wire-knowledge-note-series-LW22-New-a-OKR.pdf)
40. Technology Outlook 2025 – The 10 technology trends creating a new power reality. – Arnhem: DNV GL, 2016. – 16 p.
41. The Bloomberg Innovation Index 2016 [Electronic resource]. URL: [https : //www.bloomberg.com/graphics/2015-innovative-countries/](https://www.bloomberg.com/graphics/2015-innovative-countries/)
42. The Handbook of Global Energy Policy, eds. Andreas Goldthau. – Oxford: John Wiley & Sons Ltd, 2013. – 566 p.
43. *Timmers, P.* Business Models for Electronic Markets // Electronic Markets. – 1998. – Vol. 8, № 2. – P. 4.
44. Understanding the electrification of industrial energy consumption in Europe [Electronic resource]. URL: [http : //www.leonardo-energy.org/resources/808/understanding-the-electrification-of-industrial-energy-consu-582b2f7dced84](http://www.leonardo-energy.org/resources/808/understanding-the-electrification-of-industrial-energy-consu-582b2f7dced84)

Научное издание

Гительман Леонид Давидович
Уральский федеральный университет

Гительман Лариса Михайловна
Уральский федеральный университет

Кожевников Михаил Викторович
Уральский федеральный университет

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
умное партнерство с потребителем

Книга отпечатана
согласно предоставленным материалам,
в которых не содержится данных,
не подлежащих открытой
публикации

ISBN 978-5-282-03482-0



Главный редактор *Е. В. Полиевктова*
Корректоры *Н. М. Артемьева, Р. Э. Баграмян*
Компьютерная верстка *Н. С. Филипповой*

Подписано в печать 22.12.2016. Формат 70х100 1/16.

Печать офсетная. Усл.печ.л. 12.96 Изд. №. 8901.

ЗАО «Издательство «Экономика»

121059, Москва, Бережковская наб., д. 6

Тел.: 8-499-240-48-77; 8-499-240-48-48.

E-mail@info@economizdat.ru

www/economizdat.ru